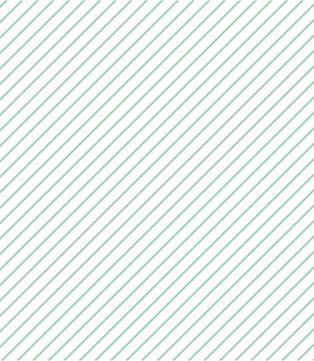
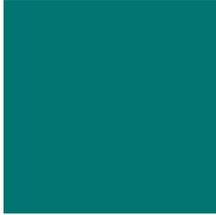
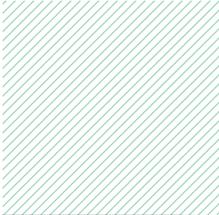
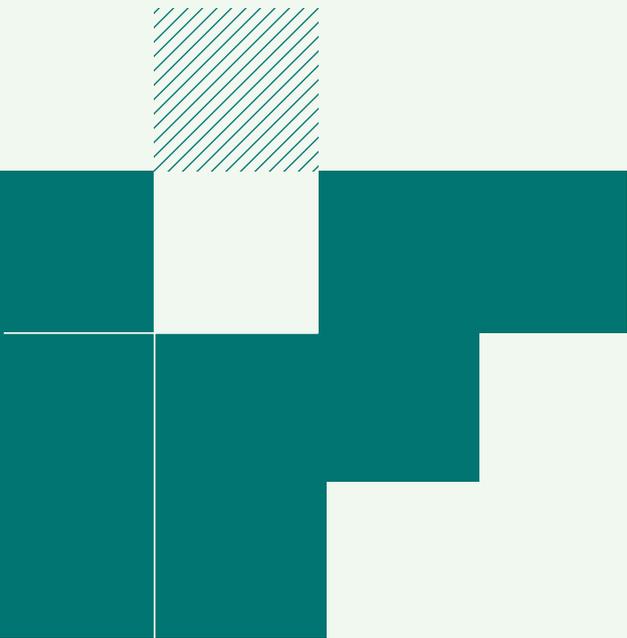


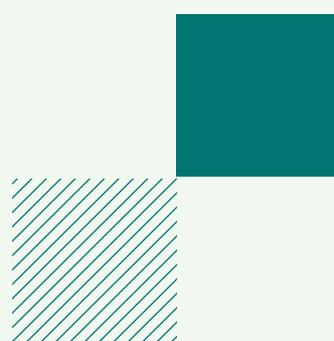


MEMORIA ANUAL

2022







2022

# CONTENIDO

	ABREVIATURAS	06
	CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	08
	CARTA DEL GERENTE GENERAL	12
	DIRECTORIO	14
	ASPECTOS CORPORATIVOS	16
	EQUIPO DE LIDERAZGO	18
<b>01</b>	PERFIL DE LA COMPAÑÍA	20
	MISIÓN, VISIÓN, VALORES	24
	EQUIPO	26
	ÁREAS DE OPERACIÓN/PRODUCCIÓN/EXPLORACIÓN	28
<b>02</b>	GESTIÓN DE RESULTADOS	30
	PANORAMA GENERAL, RIESGOS Y EXPECTATIVA	32
	RESUMEN DE RESULTADOS	34
	Entregas	34
	Mercados	35
	Comportamiento de los precios	35
	Retribución al Titular	38
	Cargas públicas generadas por producción	39
	Ingresos, gastos y resultados netos	39
	Costos directos e indirectos	42
	Inversiones	44
	Flujo de caja operativo	46

03	INDICADORES DE GESTIÓN	48
	SALUD, SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE Y	50
	RELACIONAMIENTO COMUNITARIO	
04	PRINCIPALES LOGROS / PROYECTOS	78
	Actividades en Bloques Exploratorios	80
	Actividades en Áreas de Exploración Operadas	95
	Actividades de Desarrollo	98
	Actividades de Perforación	104
	Contratación de Servicios	115
	Actividades de Talento Humano	120
	OTRAS ACTIVIDADES	125
	Proyectos de Ingeniería	127
05	INFORME DEL AUDITOR EXTERNO	142
	ESTADOS FINANCIEROS	147
	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS	151
06	INFORME DEL SÍNDICO	182



## ABREVIATURAS

<b>BPE/BOE</b>	Barriles de Petróleo Equivalentes
<b>BPED/BOED</b>	Barriles de Petróleo Equivalentes por Día
<b>BDP</b>	Barriles de Petróleo por Día
<b>USD/BBL</b>	Precio en dólares por Barril de Petróleo
<b>CO / CSP</b>	Contrato de Operación / Contrato de Servicio Petrolero
<b>CO2</b>	Dióxido de Carbono
<b>MEDEVAC</b>	Evacuación Médica
<b>TPH</b>	Hidrocarburos Totales de Petróleo
<b>IDH</b>	Impuesto Directo a los Hidrocarburos
<b>MD</b>	Measure Depth (Profundidad Final)
<b>M3</b>	Metro Cúbico
<b>MCD</b>	Metros Cúbicos por Día
<b>MSNM</b>	Metros sobre el nivel del mar



<b>MBPE/MBOE</b>	Miles de Barriles de Petróleo Equivalente
<b>MBPED/MBOED</b>	Miles de Barriles de Petróleo Equivalentes por Día
<b>MPCD</b>	Miles de Pies Cúbicos por Día
<b>MTon CO2</b>	Miles de Toneladas de Dióxido de Carbono
<b>MMBOE</b>	Millones de Barriles de Petróleo Equivalente
<b>Bs MM</b>	Millones de Bolivianos
<b>\$us MM</b>	Millones de Dólares
<b>MMSCFD</b>	Millones de pies cúbicos estándar por día
<b>MMPCD</b>	Millones de Pies Cúbicos por Día
<b>PC/BOE</b>	Pies Cúbicos por Barriles de Petróleo Equivalente
<b>PSI</b>	Pounds-force per square inch (libra-fuerza por pulgada cuadrada)
<b>RSE</b>	Responsabilidad Social Empresarial
<b>TCO</b>	Tierra Comunitaria de Origen
<b>UTE</b>	Unidades de Trabajo de Exploración

## CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO



### 2022, AÑO DE DESAFÍOS Y LOGROS

La gestión 2022 inició con un norte muy claro para la dirección de YPFB, nuestro timón apunta a seguir desarrollando el Plan de Reactivación del Upstream (PRU) con 36 proyectos exploratorios para incrementar la producción de gas y petróleo, lo que es fundamental para la estabilidad económica del país. La primera buena noticia se dio en febrero de 2022 con el hallazgo de nuevas reservas de gas, producto de la perforación del pozo Margarita 10, en el campo Margarita-Huacaya, que alcanzan alrededor de 350 billones de pies cúbicos.

También, el pozo Boquerón N12 Horizontal (BQN-N12H), ubicado en la provincia Ichilo del departamento de Santa Cruz, comenzó a producir 750 barriles de petróleo día (BPD), un resultado exitoso que permitirá la recuperación de líquidos.

El proyecto de Investigación Estratigráfica Mayaya, Centro - X1 I.E. (MYC-X1 I.E.), en el norte del departamento de La Paz, es otro importante proyecto que nos lleva a explorar en una Zona No Tradicional, una esperanza energética para este departamento y para el país. Más gas significa más ingresos y mejor calidad de vida para todos los que habitamos esta generosa tierra. Además, implica ampliar las conexiones de redes de gas que ya superan los 5 millones de beneficiarios en todo el país.

En 2022, contábamos con 7 proyectos en elaboración y gestión de aprobación, 5 proyectos aprobados, 16 proyectos en ejecución, 7 proyectos concluidos y un proyecto de fuerza mayor con el objetivo de incrementar las reservas de gas y generar una mayor producción de líquidos para producir combustibles. Apuntamos a la seguridad energética en el país.

Además, una buena noticia llegó con la puesta en producción del pozo Boquerón Norte-18D (BQNN-18D), que incrementó la producción en el campo Boquerón Norte de 477 en 2021 a 870 barriles diarios de petróleo (BDP) en 2022 y en lo que va del 2023 se ha logrado superar una producción de 1.800 BDP. Este campo está ubicado en la provincia Ichilo, en el departamento de Santa Cruz. También en 2022 se realizó la transferencia operativa de los campos de Bermejo y Toro.

Asimismo, captamos el interés de operadores internacionales con la visita de una delegación de la empresa Canacol Energy Colombia S.A.S., realizando una vista de campo al área Tita-Techi, en la perspectiva de iniciar próximamente actividades petroleras. Después de más de cinco años, viene a Bolivia un nuevo operador a realizar actividades de exploración y explotación. Se trata de la mayor productora independiente de Gas Natural de Colombia que evaluará el potencial hidrocarburífero de dicha área reservada a favor de YPFB.

Sin embargo, los retos se tornaron aún más desafiantes con el contexto bélico internacional que sorprende al mundo con una guerra que generó un encarecimiento en el precio de los combustibles y una difícil accesibilidad a los mismos. El Gobierno Nacional, a través de la estatal petrolera, trabajó incansablemente para abastecer a los diferentes sectores con diésel y gasolina y mantener el precio estable cuidando la economía de los bolivianos.

Estamos cumpliendo el compromiso que tenemos con nuestra querida Bolivia.

Sin embargo, nos planteamos dar pasos más grandes como los de la industrialización del gas, que es un camino para el desarrollo del país. Un ejemplo de ello es mantener la producción de la Planta de Amoníaco y Urea (PAU) en condiciones eficientes y buscando nuevos mercados para poder comercializar este producto. La PAU logró una producción histórica. Argentina, Brasil, Uruguay y Perú son los países a los que se exportó la urea boliviana durante 2022, año en el que se logró además una venta histórica de este fertilizante con ingresos de USD 228,7 MM. Un logro de la industrialización por parte de la estatal petrolera y este complejo petroquímico.

Durante 2022, se produjeron 364.600 toneladas métricas del fertilizante para la exportación como para el mercado interno, la excelente calidad de este producto y su precio competitivo hacen que sea altamente demandado en el mercado local, sustituyéndose la importación del fertilizante, apoyando al agro y garantizando la seguridad alimentaria.

Respecto a nuestro gas y su exportación, en 2022 se negoció nuevos y mejores contratos de venta. Obtuvimos un precio récord por la venta de gas a MTGás de Brasil, alcanzando 14 dólares por MMBtu. No es el único precio récord, se registró 20 dólares el millón de la Unidad Térmica Británica (BTU) en la venta de gas natural a Argentina, monto nunca antes alcanzado en la relación comercial con el vecino país, que fluctuó entre los 10 y 11 dólares.

Otro logro de esa gestión está relacionado con los biocombustibles, ya que se inició la construcción de la primera planta de biodiesel, apuntando a la producción de un combustible limpio, amigable con el medio ambiente y que nos permitirá reducir las importaciones de diésel para la soberanía energética y sustitución de importaciones. Esta planta se construye en Santa Cruz, y se prevé que entre en operaciones la gestión 2024, en el marco del Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021- 2025, enfocado en la industrialización con sustitución de importaciones.

Vamos por más, el 2023 avanzaremos en la construcción de la Planta de Biodiésel-2 en Senkata, El Alto, el lugar idóneo para rendir homenaje a los caídos por la defensa de la democracia y recursos naturales del país. Un pueblo al que elevamos nuestro respeto.

Con estas dos plantas abasteceremos tanto el oriente como el occidente de Bolivia para una mayor seguridad energética.

No hay que olvidar jamás que el gas es de los bolivianos y para los bolivianos y nuestra misión es acercarnos a la gente, por eso trabajamos con empeño ya que es un tiempo de desafíos, aún nos quedan muchos por cumplir y trabajaremos en ello por nuestro compromiso con el país.



Ing. Armin Ludwig Dorgathen Tapia  
Presidente del Directorio

## CARTA DEL GERENTE GENERAL



Señores, Accionistas, miembros del Directorio, apreciados colaboradores y público en general.

Esta memoria refleja el compromiso, los logros y el enfoque estratégico que nos ha guiado a lo largo de este período, así como las contribuciones significativas que hemos hecho a las comunidades de nuestras áreas de influencia y al sector hidrocarburífero en Bolivia.

Durante el año 2022, YPFB Chaco S.A. ha continuado operando con excelencia en las áreas de exploración y explotación, consolidando nuestra posición como líderes en el sector petrolero. Nuestra cartera de Contratos de Operación y Contratos de Servicios Petroleros se extiende a lo largo de los cuatro departamentos productores,

abarcando una amplia gama de campos y bloques. Estos activos son la base de nuestro éxito y nos permiten contribuir de manera significativa al desarrollo de los recursos hidrocarburíferos de Bolivia.

Uno de los pilares fundamentales de nuestro Plan Estratégico Empresarial es la maximización de la producción en nuestros campos operados y en aquellos en los que participamos como socios no operadores. Este enfoque ha demostrado ser efectivo para generar flujos financieros sólidos y sostenibles, lo que a su vez nos brinda la capacidad financiera necesaria para afrontar proyectos exploratorios de mayor envergadura. Nuestro compromiso con la excelencia operativa y la eficiencia nos ha permitido optimizar costos y utilizar nuestros activos existentes de manera efectiva.

En cuanto a nuestras actividades exploratorias, hemos continuado invirtiendo en proyectos con un alto potencial prospectivo, con el objetivo de reposicionar a YPFB Chaco S.A. en la región del Sub-Andino Sur, que alberga las mayores reservas hidrocarburíferas del país. Estos proyectos no solo representan una inversión importante, sino que también refuerzan nuestra visión como actores clave en el sector energético boliviano a largo plazo.

Nuestra Responsabilidad Social Empresarial (RSE) sigue siendo un componente esencial de nuestra misión. A través del Plan de RSE, hemos consolidado nuestra relación con las comunidades en nuestras áreas de influencia, impulsando emprendimientos sustentables, y fortaleciendo la relación Estado-Comunidad-Empresa. Hemos ejecutado 64 proyectos de inversión social en diversas áreas, desde educación, salud, desarrollo productivo, infraestructura social, deporte, medio ambiente y fortalecimiento organizativo. Este compromiso refuerza nuestra visión de ser una empresa socialmente responsable y comprometida con el crecimiento económico y el desarrollo comunitario sostenible.

No podemos pasar por alto la destacada contribución del Ing. Robert Lino, en la gestión 2022-2023. Su vasta experiencia y dedicación han sido pilares fundamentales en el logro y la excelencia que caracterizan a YPFB Chaco S.A.

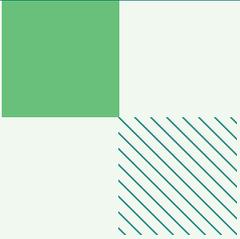
Agradecemos sinceramente el esfuerzo y dedicación de todos y cada uno de los trabajadores de la empresa y esperamos que este impulso positivo continúe en los próximos años, fortaleciendo nuestra posición como líderes en el sector y como una empresa socialmente responsable.



Ing. Jerry Fletcher  
Gerente General  
YPFB Chaco S.A.

Santa Cruz de la Sierra, agosto 2023

# DIRECTORIO



Armin Ludwig Dorgathen Tapia  
PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Jorge Márquez Ostría  
VICEPRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Miguel Angel Navia Vargas  
DIRECTOR SECRETARIO

Sidney Enzo Michel Orellana  
DIRECTOR TITULAR

Luis Fernando Vicenti Vargas  
DIRECTOR TITULAR

Félix Fernando Salazar Cuba  
DIRECTOR TITULAR

Pamela Salces Sarabia  
SÍNDICO



**Chaco S.A.**



## ASPECTOS CORPORATIVOS

El gobierno de YPFB Chaco S.A. corresponde a la Junta General de Accionistas, como órgano máximo de decisión de la Sociedad, al Directorio y a los Ejecutivos, conforme establecen los Estatutos de la Sociedad; sus atribuciones y competencias se encuentran previstos en la ley, los Estatutos y las resoluciones emitidas por dichos órganos, mientras que la Fiscalización está a cargo del Síndico de la Sociedad.

YPFB Chaco S.A. se encuentra administrada por el Directorio de la Sociedad, cuyos miembros son nombrados por la Junta General de Accionistas. El Presidente del Directorio tiene la representación legal de la Sociedad. Las atribuciones y competencias del Directorio han sido consignadas en el Código de Comercio y en los Estatutos de la Sociedad.

Durante la gestión que comenzó el 1º de abril de 2022 y concluyó el 31 de marzo de 2023, se realizaron 3 Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, dentro de los plazos y en cumplimiento de las formalidades previstas por el Código de Comercio, los Estatutos de la Sociedad y normativa aplicable, de acuerdo con el siguiente detalle:

- Junta General Ordinaria de Accionistas de 05 de mayo de 2022
- Junta General Ordinaria de Accionistas de 29 de junio de 2022
- Junta General Ordinaria de Accionistas de 15 de julio de 2022

Asimismo, durante la gestión que comenzó el 1º de abril de 2022 y concluyó el 31 de marzo de 2023, se realizaron 17 Reuniones de Directorio, bajo modalidad mixta, cumpliendo las formalidades previstas en la normativa vigente, de acuerdo con el siguiente detalle:

- Reunión de Directorio N°06 de 26 de abril de 2022
- Reunión de Directorio N°07 de 19 de mayo de 2022
- Reunión de Directorio N°08 de 31 de mayo de 2022
- Reunión de Directorio N°09 de 20 de junio de 2022
- Reunión de Directorio N°10 de 27 de junio de 2022
- Reunión de Directorio N°11 de 18 de julio de 2022
- Reunión de Directorio N°12 de 26 de junio de 2022
- Reunión de Directorio N°13 de 11 de agosto de 2022

- Reunión de Directorio N°14 de 13 de septiembre de 2022
- Reunión de Directorio N°15 de 28 de septiembre de 2022
- Reunión de Directorio N°16 de 13 de octubre de 2022
- Reunión de Directorio N°17 de 03 de noviembre de 2022
- Reunión de Directorio N°18 de 16 de noviembre de 2022
- Reunión de Directorio N° 19 de 15 de diciembre de 2022
- Reunión de Directorio N°01 de 20 de enero de 2023
- Reunión de Directorio N°02 de 30 de enero de 2023
- Reunión de Directorio N° 03 de 08 de marzo de 2023



## EQUIPO DE LIDERAZGO



Jerry Harold Fletcher Torrico  
Gerente General



Iván David Justiniano Gil  
Gerente de Operaciones



Luis Fernando Alegría Uría  
Gerente de Exploración y  
Desarrollo



Mario Catari Choquehuanca  
Gerente de Seguridad, Salud,  
Medio Ambiente y Relaciones  
Comunitarias



Jaime Arancibia Dávila  
Gerente de Asuntos Legales



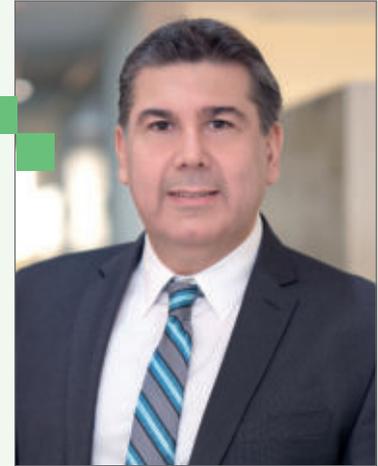
Roberto Suárez Quiroga  
Gerente de Planificación



Luis Rolando Ayala Sánchez  
Gerente de Asociaciones,  
Despacho y Entrega de  
Hidrocarburos



Ariel R. Arteaga Sabja  
Gerente de Ingeniería,  
Estudios y Construcciones



Hernán Bravo Lemoine  
Gerente de Administración y  
Finanzas



Lorena Barba Flores  
Gerente de Contrataciones y  
Almacén (a.i.)



Victor Hugo Soriano Arámbulo  
Gerente de Construcción de  
Pozos



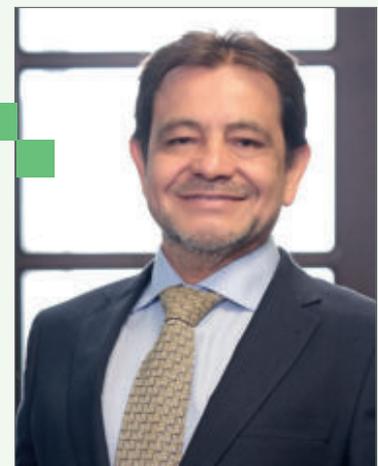
Mariela Sánchez Velasco  
Gerente de Talento Humano



Gonzalo Ariel Galarza Daza  
Gerente de Producción



Freddy Bullain Valdivia  
Gerente de Tecnología  
Informática



Jorge Antonio Plaza Fernández  
Jefe de Auditoría Interna



# 01

## PERFIL DE LA COMPAÑÍA





## OBJETO DE LA SOCIEDAD

YPFB Chaco S.A tiene por objeto: “Realizar actividades petroleras en Bolivia, en especial las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de conformidad con la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos”.

Para este fin, y en el marco de la normativa vigente, la empresa tiene firmados contratos de prestación de servicios con YPFB, por medio del cual se llevan actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en las áreas de concesión correspondiente a cada contrato, donde la producción efectiva resultante de dichas actividades es entregada a YPFB, quien a su vez comercializará los hidrocarburos a los precios de mercado convenidos y formalizados contractualmente.

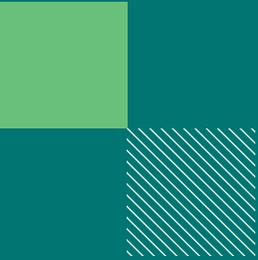
Los ingresos percibidos por la valorización de la producción se constituyen en la base de la Retribución al Titular, siendo esta la principal fuente de ingresos de la Empresa.

“

Los ingresos percibidos por la valorización de la producción se constituyen en la base de la Retribución al Titular, siendo esta la principal fuente de ingresos de la Empresa.

”





## MISIÓN

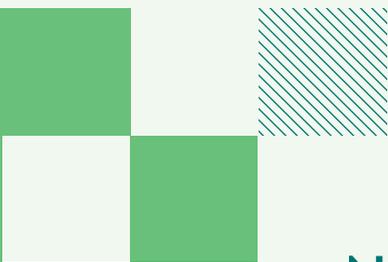
“Exploramos y Producimos Hidrocarburos de manera Eficiente y Responsable, Creando Valor, Contribuyendo a YPFB Corporación, en el Fortalecimiento del Sector y Desarrollo Sostenible del País”.



## VISIÓN

“Ser la Empresa de mayor excelencia en Exploración y Explotación de hidrocarburos en el País, garantizando incrementar reservas y su producción”.





## NUESTROS VALORES

### INTEGRIDAD

Conducta ética, honestidad y transparencia.

### RESPONSABILIDAD

Asumir los resultados de nuestros actos, de manera individual y colectiva.

### COMPROMISO

Con nuestra gente, la Corporación y el País. Trabajamos por convicción y no por imposición ni obligación.

### EXCELENCIA

Mejora continua, orientación a resultados, innovación, pasión por el trabajo.

### PROACTIVIDAD

Generación y aprovechamiento de oportunidades, liderazgo, iniciativa y creatividad.

### TRABAJO EN EQUIPO

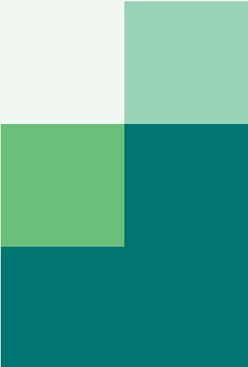
Creación de sinergias para el logro de objetivos comunes.

### DIVERSIDAD E INCLUSIÓN

Trato justo e igualdad de oportunidades para todos.

### SEGURIDAD

Cuidado de la salud de las personas, medio ambiente y los activos de la Corporación.



# EQUIPO







## ÁREAS DE OPERACIÓN/ PRODUCCIÓN/ EXPLORACIÓN

Actualmente YPFB Chaco S.A. participa como Titular en Contratos de Operación y Contratos de Servicios Petroleros, sobre campos y bloques exploratorios que se encuentran distribuidos en los cuatro departamentos productores del país, de acuerdo con el siguiente detalle:



**a) Explotación & Exploración (8 Contratos)**

1. Contrato Chaco (Operador, 100% participación)
  - Cochabamba: Campos Bulu-Bulu, Carrasco, Carrasco Este, Carrasco FW, Katari, Kanata y Kanata Norte.
  - Santa Cruz: Campos Percheles, Montecristo, Humberto Suárez Roca, Los Cusis, Patujusal, Patujusal Oeste, Santa Rosa, Santa Rosa Oeste, Junín, San Ignacio y Palometas NW
  - Chuquisaca: Campos Vuelta Grande
  - Tarija: Campos San Roque, Los Monos, Churumas y Caigua
2. Contrato El Dorado (Operador, 100% participación)
  - Santa Cruz: Campos El Dorado, El Dorado Sur y El Dorado Oeste
3. Contrato El Dorado Oeste (Operador, 100% participación)
  - Santa Cruz: Campos Colorado y Colorado Sur
4. Contrato Aguaragüe Centro (Operador, 100% participación)
  - Tarija: Campo Aguaragüe Centro
5. Contrato Ñupuco (No Operador, en sociedad con Vintage, 50% participación)
  - Tarija: Campo Ñupuco
6. Contrato Bloque XX Tarija Oeste (No Operador, en sociedad con Petrobras, BG y Total E&P, 4% participación)
  - Tarija: Campo Itaú
7. Contrato Aquío (No Operador, en sociedad con Total E&P Suc. Bolivia, Gazprom y Tecpetrol, 10% participación)
  - Santa Cruz: Campo Aquío
8. Contrato Ipati (No Operador, en sociedad con Total E&P Suc. Bolivia, Gazprom y Tecpetrol, 10% participación)
  - Santa Cruz: Campo Incahuasi

**b) Exploración (4 Contratos)**

9. Contrato Itacaray (Operador, 100% participación)
  - Chuquisaca: Itacaray (bloque exploratorio)
10. Contrato Astillero (Operador, 60% participación)
  - Tarija: Astillero (bloque exploratorio)
11. Contrato San Telmo Norte (No Operador, 40% participación)
  - Tarija: San Telmo Norte (bloque exploratorio)
12. Contrato Charagua (No Operador, 40% part. Fase Exploratoria)
  - Santa Cruz: Charagua bloque exploratorio)





# 02

## GESTIÓN DE RESULTADOS



## PANORAMA GENERAL, RIESGO Y EXPECTATIVA

Actualmente YPFB Chaco S.A. tiene encaminado la implementación de su Plan Estratégico Empresarial, el cual tiene como pilares la maximización de los niveles de producción de los actuales campos en operación directa o a través de socios (Activos No Operados), así como la ejecución de los proyectos exploratorias dentro su cartera de proyectos, mismos que permitan la reposición de reservas y los correspondientes incrementos de producción.

Para ello la empresa estableció acciones estratégicas, las cuales de manera integral y coordinada viabilizan su programa inversiones, siguiendo los criterios que se describen a continuación:

- i. Desarrollo de las Reservas Actuales en las Áreas Operados, en cada uno de los campos operados por la empresa.
- ii. Desarrollo de las Reservas Actuales en las Áreas No Operadas, en calidad de Socio No Operador a fin de apoyar al desarrollo de las reservas y el consecuente incremento de producción en los campos no operados.



- iii. Actividades Exploratorias, en las áreas de contrato actuales, tanto de explotación como de exploración, así como aquellas nuevas áreas a ser asignadas a la empresa, independientemente se tenga o no la operación del área.

Las actividades asociadas al desarrollo de reservas tienen un riesgo bajo a moderado, lo cual permitirá desarrollar la capacidad financiera (flujo) suficiente para encarar proyectos exploratorios (riesgo alto).

Justamente estos proyectos exploratorios, tienen una importancia particular, no solamente por importante inversión asociada, sino por el elevado potencial prospectivo, donde los resultados positivos permitirán mantener una serie de objetivos clave, como son:

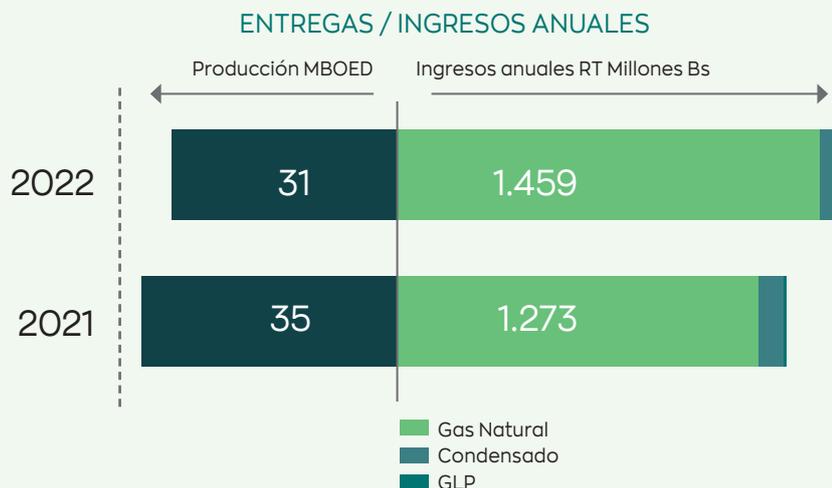
- Posicionamiento en el Sub-Andino Sur, región donde actualmente se encuentran las mayores reservas hidrocarburíferas del país.
- Mantenimiento de la Eficiencia Operativa de la empresa, puesto se podrá optimizar los costos operativos con la utilización de los activos existentes.
- Asegurar la sostenibilidad financiera de la empresa, permitiendo proyectar la empresa en el largo plazo, como uno de los actores clave dentro del sector hidrocarburífero nacional.



## RESUMEN DE RESULTADOS

### ENTREGAS

Las entregas durante el periodo fiscal 2022 alcanzaron 31.3 Mbped, reflejando una disminución del 11% con respecto al nivel de la gestión pasada, producto de la declinación natural de los campos que afectan a los volúmenes de producción. La Sociedad continua realizando los esfuerzos para evitar una declinación más acentuada y realizando actividades de exploración para incrementar las reservas y producción. A pesar de la reducción de entregas, los ingresos fueron superiores en un 15%



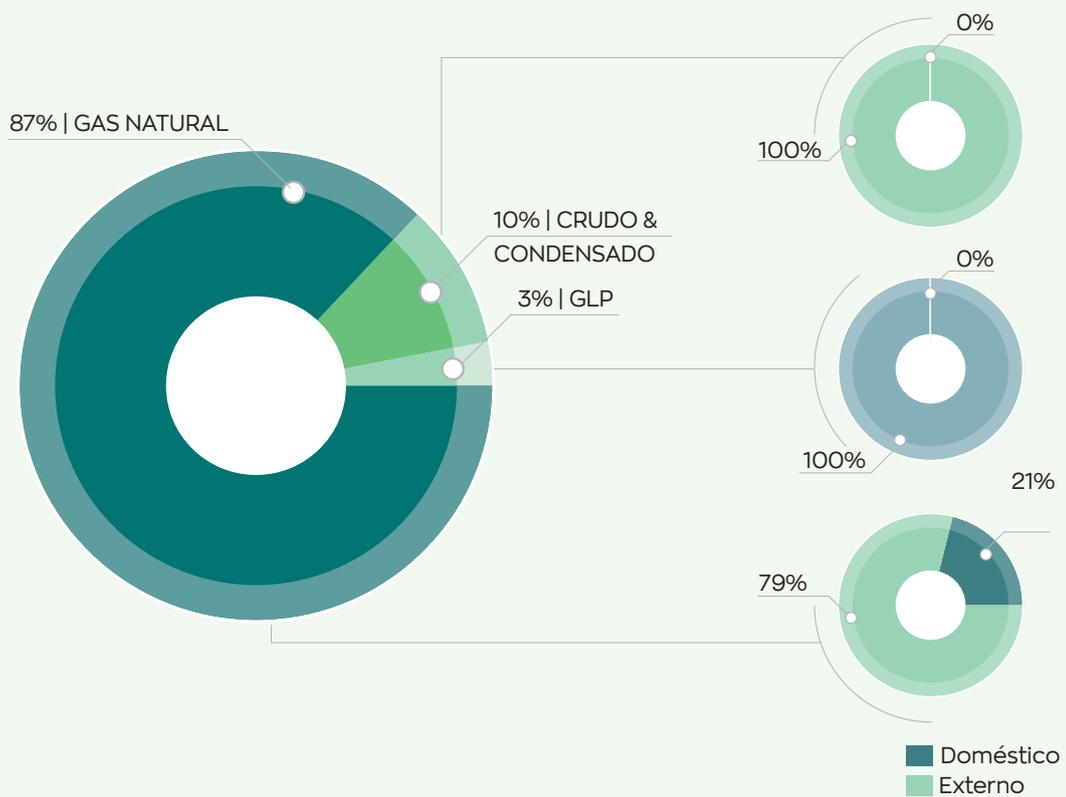
### MERCADOS

De acuerdo a leyes, reglamentos, resoluciones y acuerdos de entrega vigentes, YPFB Chaco S.A. ha dado prioridad al abastecimiento de hidrocarburos en el mercado doméstico, antes de destinar sus entregas al mercado de exportación.

En términos relativos, el Crudo, Condensado y la Gasolina Natural componen el 10% del total de hidrocarburos entregados, el Gas Licuado de Petróleo un 3% y un 87% está compuesto por Gas Natural.

En la gestión fiscal 2022, no se registraron exportaciones de líquidos, mientras que las entregas de gas natural a mercados de exportación a los países Brasil y Argentina equivalen al 79% del total gas entregado.

## MERCADOS



## COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS

En la gestión fiscal 2022, ha continuado el repunte de los precios internacionales de los combustibles, sin embargo, estos se vieron afectados por factores macroeconómicos mundiales, los cuales condicionaron el comportamiento de los precios para la mayoría de los commodities internacionales, principalmente aquellos asociados a la energía.

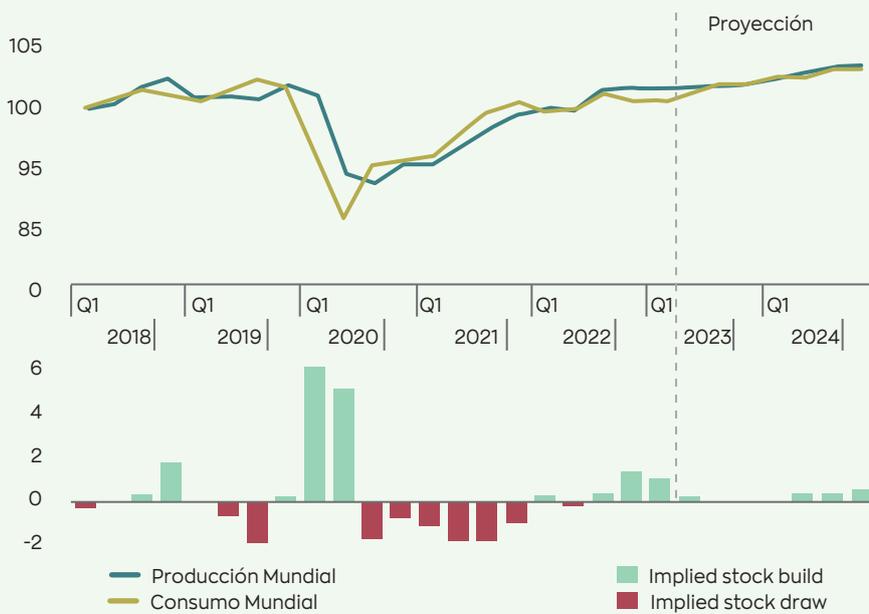


En el caso particular del petróleo, el promedio del precio internacional superó los USD 94 por barril durante el año 2022, sin embargo, para el 1er. trimestre del 2023 el precio se contrajo hasta cerrar en un promedio de cotización ligeramente superior a los USD 75 por barril. Principalmente debido al debilitamiento de las condiciones económicas mundiales por los efectos de la inflación en Estados Unidos y Europa, a lo que se debe sumar el elevado contexto de incertidumbre dados los riesgos percibidos en el sector bancario a nivel mundial.

Si bien el crecimiento de la demanda enfrenta riesgos a la baja, se espera que el aumento de la demanda propia de los cambios estacionales y la posible reducción de producción de los países pertenecientes a la OPEP, ejerzan presión para un incremento progresivo de los precios para el cierre de la gestión 2023 y el primer trimestre del 2024.

La siguiente imagen, elaborada por la Agencia de Energía Estadounidense (EIA), refleja el equilibrio entre la oferta y la demanda de petróleo a nivel internacional, y como esta se extiende para el corto plazo.

**PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN MILLONES DE BARRILES / DÍA.**



Fuente: Us Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, May 2023

### PRECIOS GAS EXPORTACIÓN BRASIL - ARGENTINA

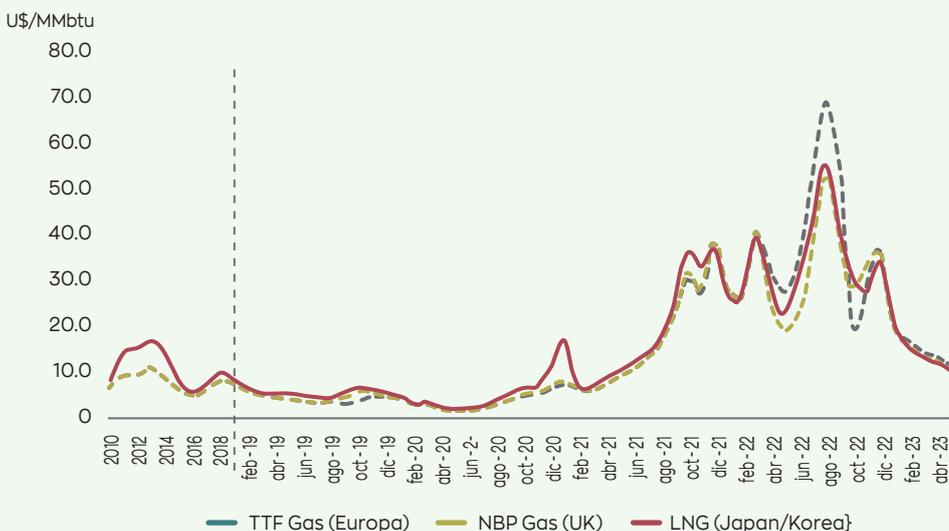


Fuente: Reportes YPFB / Informes S&P Global PLants

En cuanto a los precios internacionales del gas natural (referenciales), es importante puntualizar que los mismos también se han visto afectados por los factores anteriormente señalados, reducción de la demanda por los factores económicos mundiales, así como una mayor oferta debido principalmente a un incremento significativo en la capacidad de licuefacción de las plantas en Estados Unidos, los cuales han ejercido una presión a la baja para los precios mundiales del GNL, razón por la cual los precios del GNL mundial (JKM) y el Gas Natural en Europa (TTF) han reducido significativamente sus cotizaciones, de un promedio anual de cotización 2022 de USD 30 el millar de BTU'S, a un promedio ligeramente superior a los USD 15 el millar de BTU'S para el primer trimestre 2023.



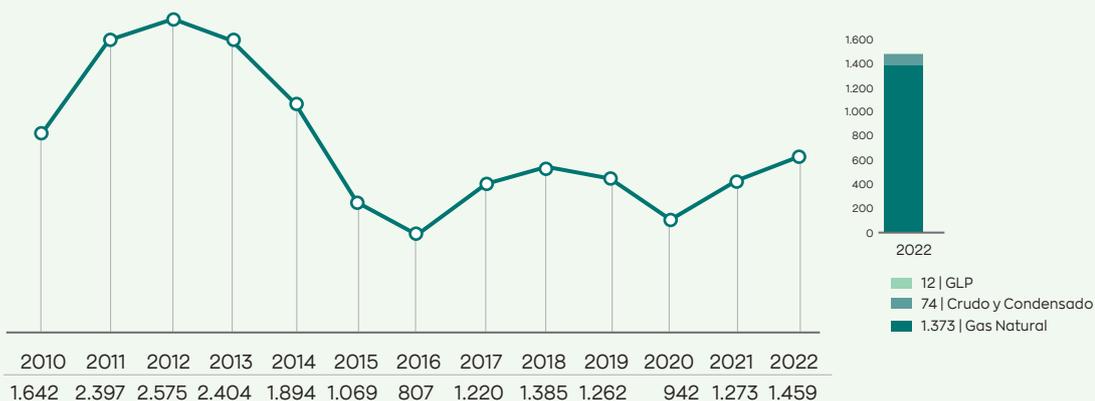
### PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL EN EUROPA Y GNL (JAPÓN Y COREA)



### RETRIBUCIÓN AL TITULAR

El ingreso por Retribución del Titular (RT) registrado en la gestión fiscal 2022 (concluida en marzo 2023), es superior a los ingresos por RT registrados en los últimos 8 años, solamente superado por los ingresos registrados en los años 2010 - 2014 cuando se presentaron precios internacionales del WTI cercanos a los USD 100 por barril y la Sociedad presentó los niveles más altos de producción. Respecto a la gestión fiscal anterior, se observa un incremento del 15%, debido principalmente a los mejores precios contractuales para el gas de exportación, originados por la asignación de mercados de exportación premium y por el comportamiento favorable del precio internacional del petróleo (WTI), recordemos que el precio del gas natural de exportación está indexado a canastas de fuel oils que tienen correlación al precio internacional del petróleo (WTI y Brent). La Retribución al Titular por entregas de gas natural, representan el 94% de los ingresos totales generados por RT en el período.

### RETRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS NETOS 2010 - 2022 Expresado en Millones de Bolivianos



## CARGAS PÚBLICAS GENERADAS CON LA PRODUCCIÓN

Las cargas públicas generadas para el Estado en la gestión 2022, a través de las regalías, participaciones e IDH determinadas sobre la producción entregada por la Sociedad ascienden a Bs 1.717 millones.

El gráfico a continuación muestra los ingresos por Retribución al Titular y Cargas Públicas por regalías, participaciones e IDH, generada por la producción de la Sociedad en los últimos años.

### APORTES AL ESTADO Y RETRIBUCIÓN DEL TITULAR



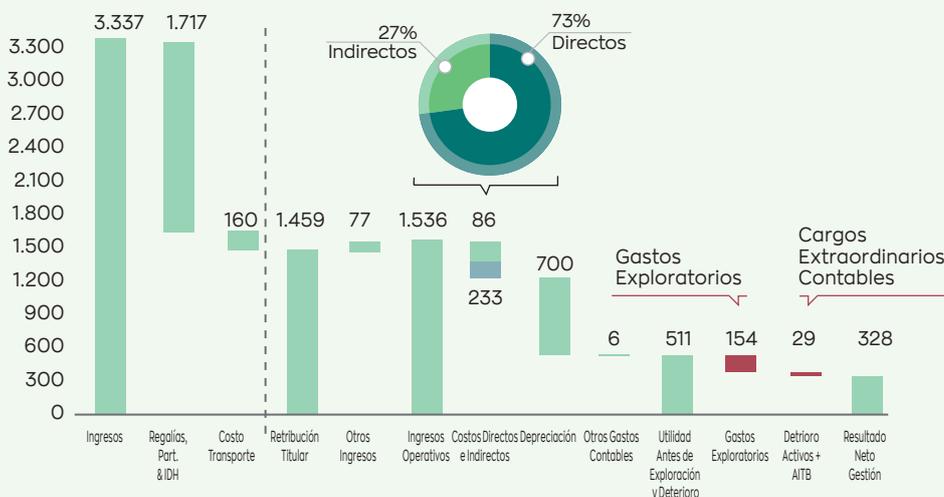
## INGRESOS, GASTOS Y RESULTADOS NETOS

Como observa en el punto anterior, la producción entregada por la Sociedad genera ingresos brutos sobre los cuales se determinan las cargas públicas de regalías, participaciones e IDH establecidas por Ley, que son retenidas y pagadas por YPFChaco en el marco de los contratos de servicios petroleros. Así como también los costos de transporte de estos hidrocarburos. Los ingresos brutos, descontados las cargas públicas, los costos de transporte y la participación de YPFChaco de acuerdo a los Anexo F de los contratos, dejan como diferencia la Retribución del Titular que constituyen la primera línea del estado de resultados de la Sociedad.



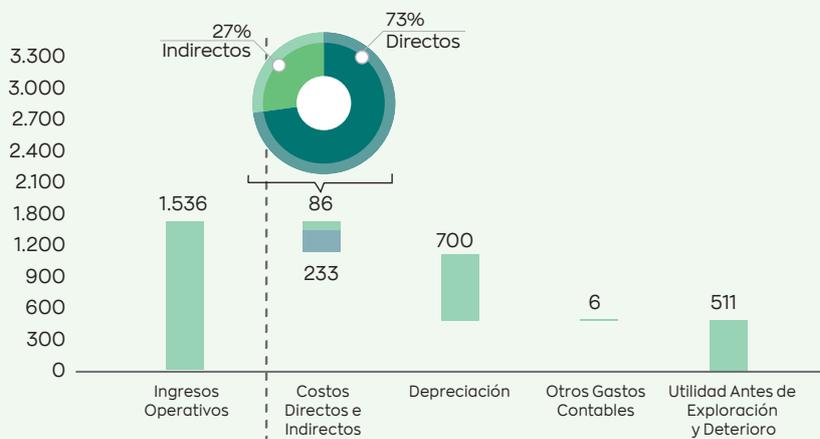
Los ingresos operativos de la empresa están dados por la “Retribución al Titular” que se establece en los Contratos de Operación firmados con YPFB, además de los ingresos operativos netos generados por los servicios prestados de Operación y Mantenimientos de Plantas, ingresos operativos netos de la Planta de Compresión Rio Grande e ingreso por procesamiento de gas en nuestras plantas provenientes de otros campos. Las retribuciones netas y otros ingresos netos operativos que se generaron durante la gestión fiscal 2022 alcanzaron los Bs. 1.536 millones, reflejando un incremento del 15% con respecto a la gestión anterior, debido a los mejores precios por la obtención de asignación de mercados premium en el último cuatrimestre de la gestión y el mejor comportamiento del precio internacional del petróleo (WTI) respecto al año pasado, que impacta positivamente en los precios contractuales del gas natural de exportación entregado.

**INGRESOS, GASTOS Y RESULTADO NETO  
(EXPRESADO EN MILLONES DE BOLIVIANOS)**



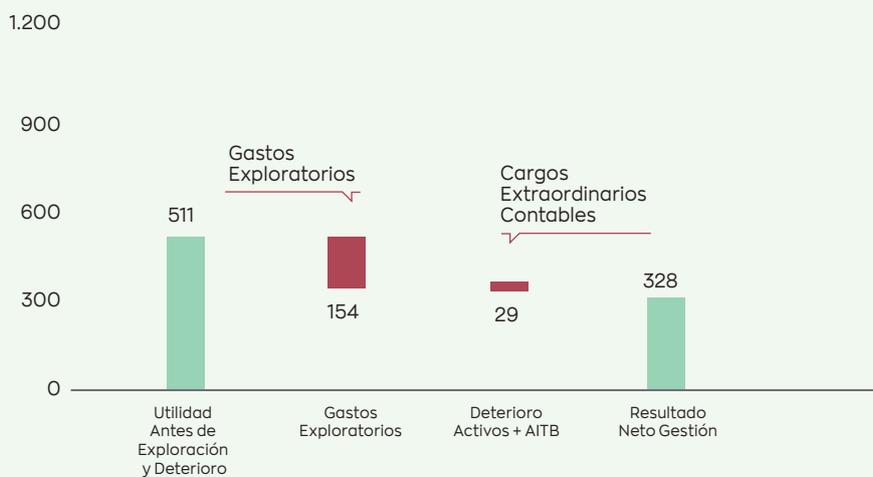
Si a los ingresos operativos le reducimos los costos operativos directos, los gastos administrativos o indirectos, otros costos operativos y la depreciación de activos, que en su conjunto asciende a Bs.1.025 millones, la Sociedad obtiene una utilidad antes de actividades exploratorias y otros egresos / ingresos de Bs.511 millones.

### ANÁLISIS ESTADO DE RESULTADOS Y VARIABLES CONDICIONANTES GESTIÓN FISCAL 2022 (EXPRESADO EN MILES DE BOLIVIANOS)



Este resultado positivo se reduce a una utilidad neta de Bs. 328 millones para la gestión fiscal 2022 (equivalente a USD 47,5 millones al tipo de cambio de Bs.6.96 por USD1), si le restamos los gastos relacionados a actividades exploratorias y otros ingresos / gastos.

### ANÁLISIS ESTADO DE RESULTADOS Y VARIABLES CONDICIONANTES GESTIÓN FISCAL 2022 (EXPRESADO EN MILES DE BOLIVIANOS)





La Sociedad continua con la actividad de inversión exploratoria en busca de incrementar las reservas, establecida como lineamiento estratégico. Durante la gestión 2022, se han atendido los compromisos asumidos en los 6 contratos de Servicios Petroleros en etapa exploratoria vigentes en el año fiscal. Esta actividad de alto riesgo, puede generar impactos negativos en su curso, que afectan los resultados en el corto plazo de la Sociedad, esto está relacionado a las probabilidades de éxito geológico, en donde en promedio, 3 de 4 pozos podrían no tener éxito y, por lo tanto, estos 3 pozos del ejemplo más todos los costos exploratorios asociados, impactan negativamente los resultados. No obstante, un éxito exploratorio, proyecta a la Sociedad en el tiempo generándole valor.

## COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

En la gestión fiscal 2022, el costo directo de producción por barril de petróleo equivalente fue de USD/bpe 2,93 mientras que el costo indirecto estuvo en el orden de USD/bpe 1,08. El costo unitario total para la gestión es de USD/bpe 4.0; que se incrementa con relación al costo unitario observado en la gestión fiscal 2021 debido esencialmente al declino de la producción de nuestros campos maduros. Como se puede observar en el gráfico, los costos directos totales tuvieron una reducción del 9.5% respecto a los de la anterior gestión a pesar de la gran composición de costos fijos que lo conforman. Lo cierto es que mientras más antiguos son los campos, se requieren de mayores trabajos de mantenimiento y de esfuerzo para evitar un mayor declino de la producción. A pesar de esto, los costos totales operativos fueron menores en la presente gestión. Los costos indirectos muestran un incremento en la gestión 2022 producto de obligaciones laborales relacionadas al resultado positivo logrado en la presente gestión y los programas de desvinculación por jubilación y reestructuración.

Este indicador se calcula tomando como base la producción entregada durante el período y los costos directos e indirectos.

La Sociedad continua con las medidas de austeridad definidas a mediados de 2016 y en la gestión fiscal 2022 ha implementado una nueva reestructuración organizacional, reduciendo puestos de trabajo y costos que se reflejarán en los próximos años. Los costos indirectos no deben relacionarse solamente con las actividades productivas (producción), ya que también se incurren para atender las actividades de exploración que viene ejecutando la Sociedad siguiendo el lineamiento estratégico, además de las actividades de prestación de servicios con YPFB y otros operadores bajo acuerdos de colaboración corporativa.



## INVERSIONES

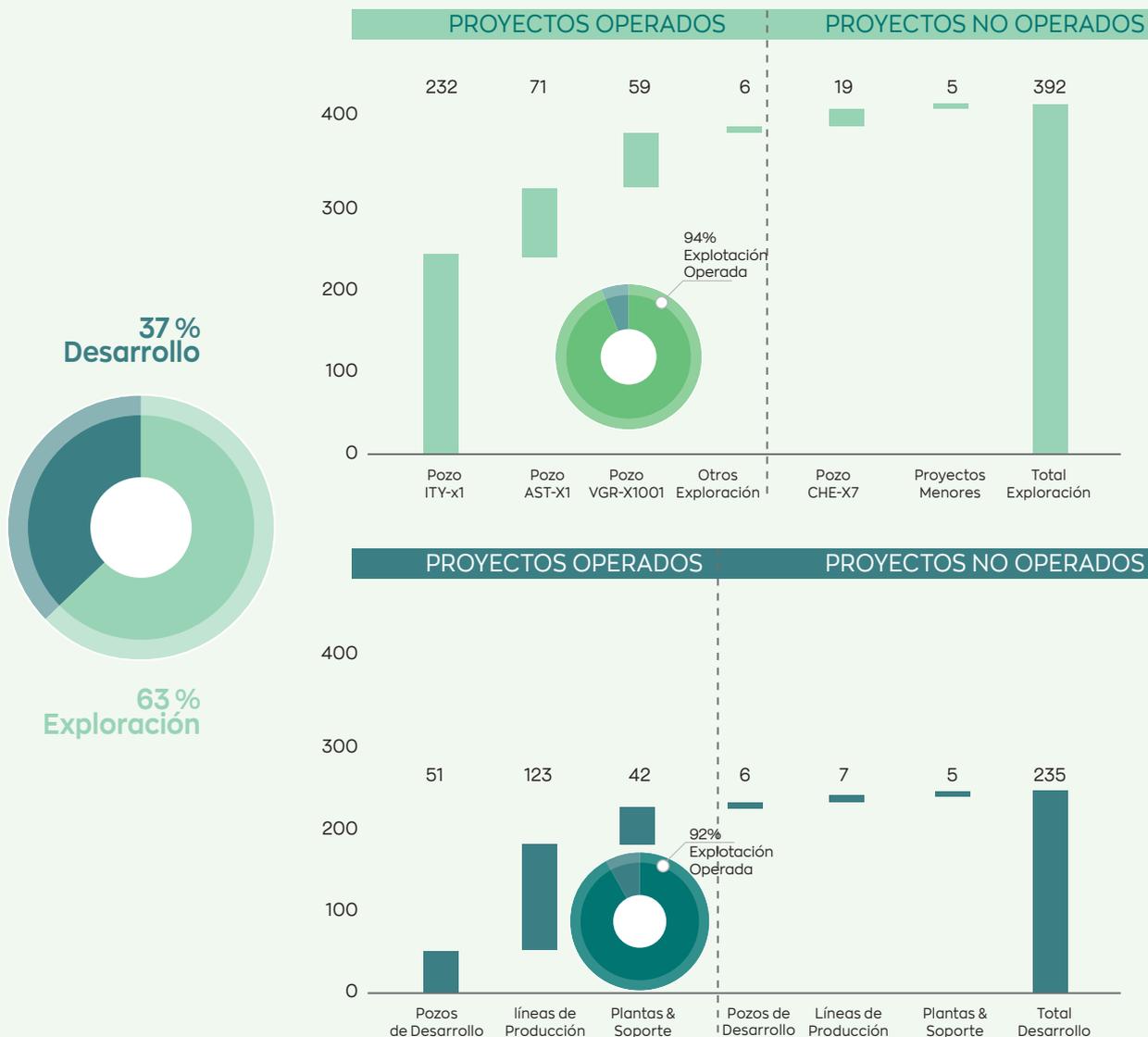
La gestión fiscal 2022 refleja una recuperación en los niveles de inversión después de que la pandemia obligó a restringir algunas actividades productivas y la libre movilidad de los ciudadanos. La Sociedad pudo responder de forma ágil a esta crisis sanitaria, implementando de manera oportuna las medidas de bioseguridad necesarias, para la protección de la salud de los trabajadores y de la continuidad operativa. Durante el periodo fiscal 2022, se registró una inversión de aproximadamente de Bs627 millones (USD 90.2 millones) en exploración y desarrollo de hidrocarburos con el fin de incrementar las reservas, el nivel actual de producción y cumplir con los compromisos adquiridos en los Acuerdos de Entregas de Gas Natural firmados con YPF, tanto para el suministro doméstico como para los mercados de exportación.

INVERSIÓN GESTIÓN 2022 BS 627 MILLONES  
(USD 90.2 MILLONES)



Resaltamos el hecho de que el 63% de nuestra inversión, está colocada en inversión exploratoria, manteniendo el enfoque estratégico definido corporativamente de reponer e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos de YPF Chaco S.A. focalizando la inversión en actividades de exploración.

INVERSION EN PROYECTOS  
EN MILLONES DE BS

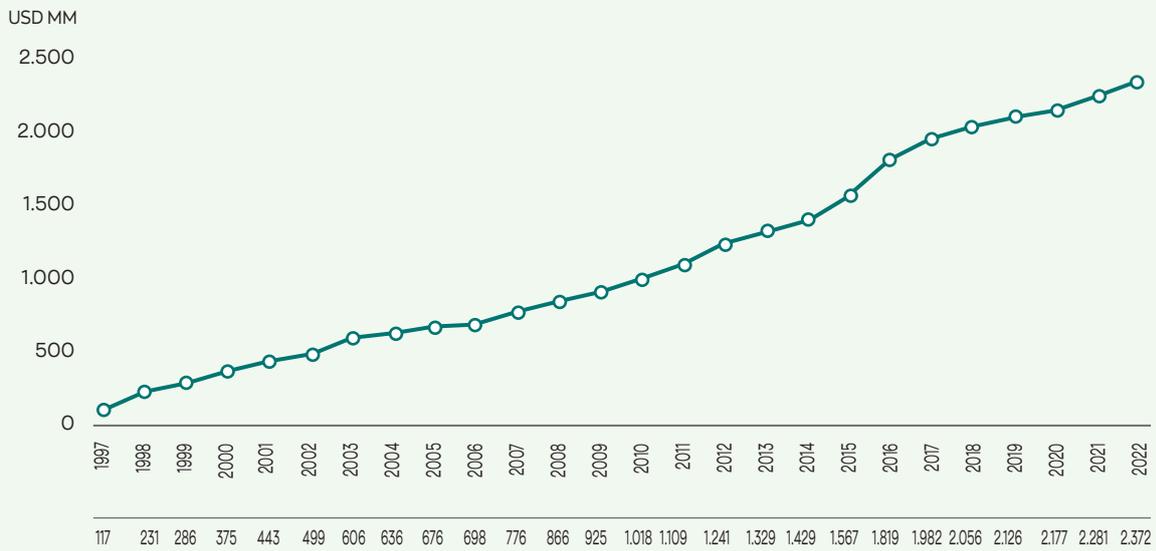


En base a registros contables históricos de la empresa a la fecha, desde el inicio de sus actividades, YPFB Chaco S.A. ha invertido en Bolivia aproximadamente USD 2.372 millones en la exploración y explotación de hidrocarburos.

Actualmente y con el mismo propósito de incrementar los actuales caudales de producción, además de reponer e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos de YPFB Chaco S.A. y de Bolivia, la empresa cuenta con un ambicioso plan de inversiones para el quinquenio, que permitirá potenciar los volúmenes de producción e incrementar las reservas actuales en Bolivia para el suministro de gas a potenciales mercados con los cuales YPFB podría suscribir nuevos acuerdos.



### INVERSIONES HISTÓRICAS PERÍODOS FISCALES 1997 - 2022

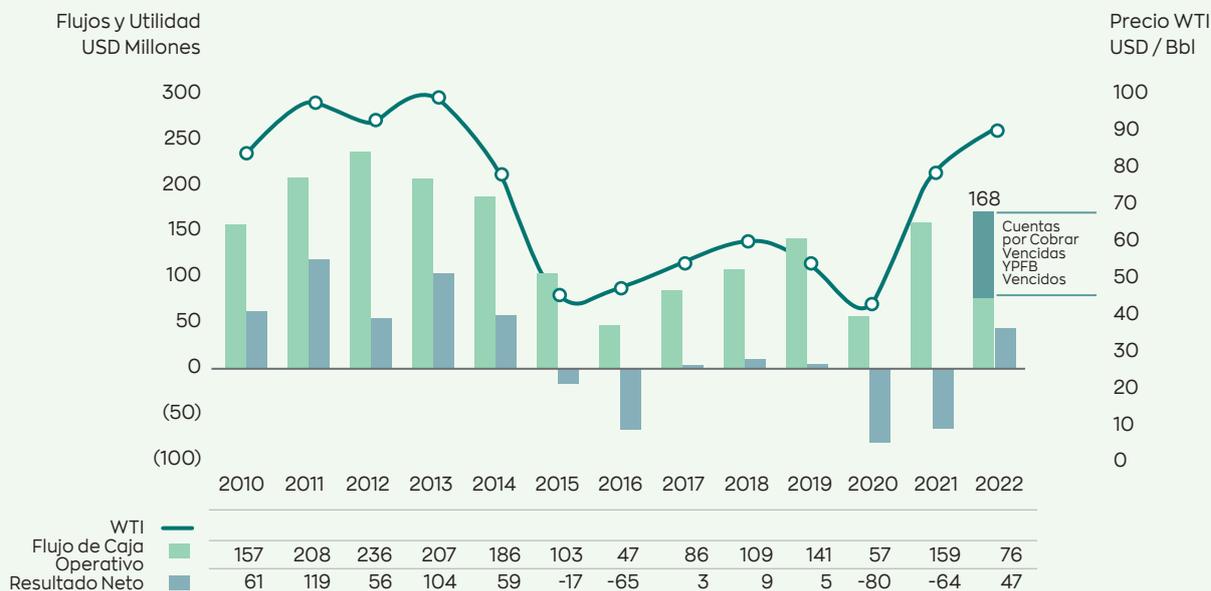


### FLUJO DE CAJA OPERATIVO

Durante la gestión fiscal 2022 (concluida el 31 de marzo de 2023) YPFB Chaco S.A. ha logrado generar un flujo de caja operativo de USD 76 millones, menor al observado durante la pasada gestión debido al retraso presentado en la presente gestión en las cobranzas de la Retribución al Titular relacionadas con las entregas de gas natural al mercado argentino (IEASA), demoras en los pagos desde Argentina y los impactos generados por emisión de la RD 06/2023 del Banco Central de Bolivia. Al 31 de marzo de 2023, se tenían vencidas cuentas por cobrar por RT por entregas de gas natural al mercado argentino de los meses de agosto 2022 a enero 2023 por USD 92 millones. Si las cobranzas se hubieran comportado de manera regular, el flujo de caja operativo hubiera cerrado en USD 168 millones.

A pesar de esto, el flujo de caja operativo generado sin la cobranza de estos saldos vencidos, considerando los saldos disponibles al inicio de gestión, demuestran la solvencia de la Sociedad para encarar las actividades exploratorias venideras que buscan proyectar a YPFB Chaco S.A. con el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos e incremento de su capacidad de producción en el mediano y largo plazo. Conforme a la proyección de flujo de fondos, la Sociedad puede hacer frente a las actividades de inversión programadas, considerando precios del petróleo con cotizaciones conservadoras para los próximos años.

### FLUJO DE CAJA DE OPERACIONES Y UTILIDAD NETA HISTÓRICA



El Plan Estratégico de YPF Chaco S.A., tiene como uno de sus pilares a la planificación financiera con el objetivo de asegurar los recursos necesarios para la ejecución de los proyectos de exploración y explotación de la empresa y los compromisos hacia sus accionistas bajo un panorama de sostenibilidad financiera.

La planificación financiera es elaborada a través de la proyección de los flujos de fondos a mediano y largo plazo, cuyo objetivo es evaluar la sostenibilidad de los saldos en caja de la empresa, resultantes de: i) el flujo de caja operativo, derivado de las actividades de explotación y exploración de hidrocarburos en el marco de los contratos vigentes, ii) el flujo de caja de inversiones resultado de la cartera de proyectos y prospectos de la empresa, iii) el flujo de caja de financiamiento devenido de la política de distribución de dividendos por parte de los accionistas, y, iv) saldo inicial en caja.

Es importante destacar que la estimación de la generación de flujo de caja operativo promedio reflejado en nuestra planificación estratégica para el período 2023-2027 supera los USD80 millones por año, esto considerando cotizaciones conservadoras del WTI.

Esta proyección de flujo de fondos refleja la solvencia y la capacidad de autofinanciamiento de las operaciones a pesar de los importantes compromisos de inversiones que se asumirá en los próximos años producto del importante portafolio de proyectos de exploración y posterior desarrollo de los descubrimientos que se puedan requerir.







# 03

INDICADORES DE GESTIÓN



# SALUD, SEGURIDAD, MEDIOAMBIENTE Y RELACIONAMIENTO COMUNITARIO

## CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

YPFB Chaco S.A. cuenta con un Sistema de Gestión Integrado certificado de acuerdo a normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 lo que permite respaldar y dar confianza a sus distintas partes interesadas sobre el compromiso asumido por la empresa para la conformidad de sus productos y mejora del desempeño, así como en la prevención de daños sobre la salud, la seguridad de las personas y la protección del medio ambiente.

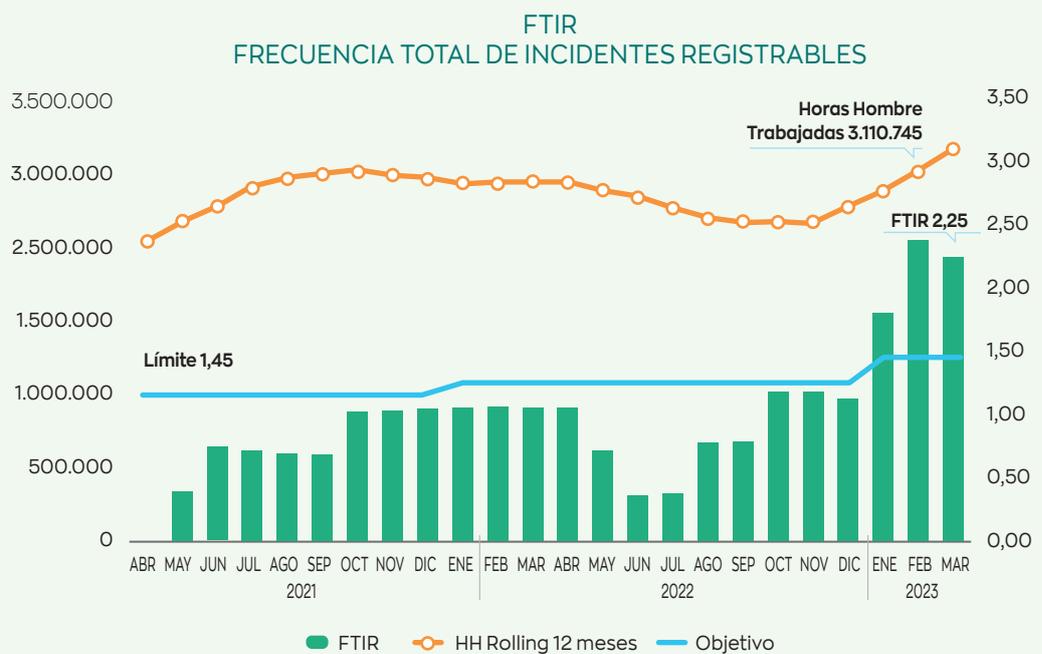
## AUDITORÍAS INTERNAS AL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

Durante el período, se realizaron un total de 14 auditorías internas bajo la modalidad presencial a las diferentes áreas operativas, oficinas y almacenes, como resultado se obtuvieron hallazgos que fueron tratados de forma oportuna contribuyendo a la mejora continua del sistema de gestión integrado.

De la misma manera se ha procedido al seguimiento hasta cierre de acciones de auditorías internas a través del Sistema Informático SIG@.

### FTIR (FRECUENCIA TOTAL DE INCIDENTES REGISTRABLES)

En el período, se tuvieron 3.110.745 horas/hombre trabajadas en todas las áreas operativas y administrativas de YPFB Chaco S.A. Se tuvieron 6 incidentes registrables.

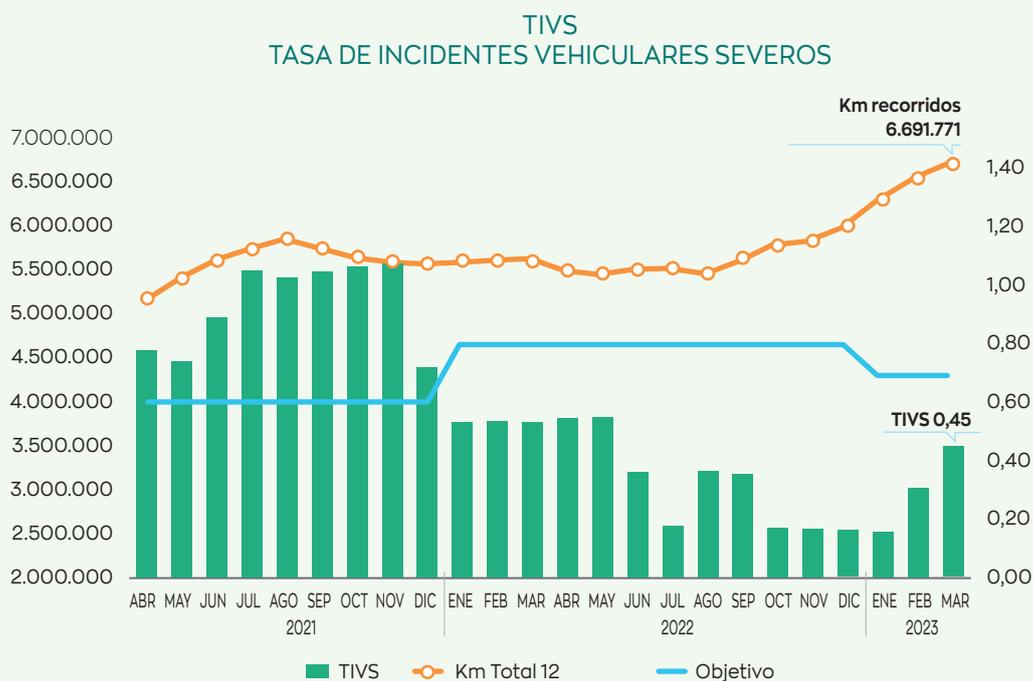


El valor límite del indicador de accidentabilidad (FTIR) fue fijado en 1.25 para la gestión 2022 y esta finalizó con un valor de 1.13.

Para la gestión 2023 el indicador fue reformulado en base a un análisis de los últimos 5 años, estableciéndose el valor de 1.45, el cual representa un máximo de 5 incidentes registrables en el periodo de 1 año.

### TIVS (TASA DE INCIDENTES VEHICULARES SEVEROS)

En el período se recorrieron 6.691.771 Kilómetros. Se registraron cuatro incidentes vehiculares severos, los cuales fueron investigados de acuerdo con procedimiento de investigación de incidentes de YPFB Chaco S.A.



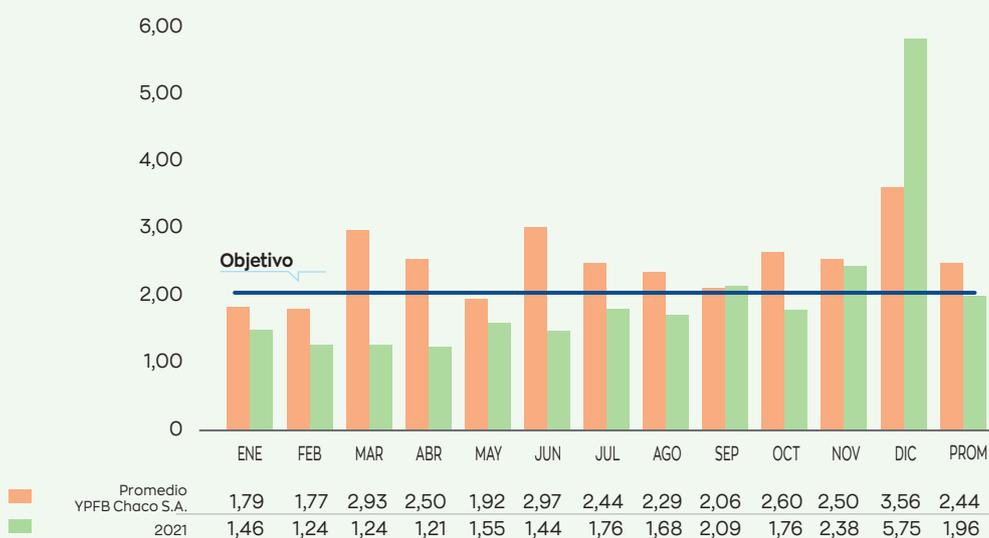
El valor límite del indicador de seguridad vehicular para la gestión 2022 fue establecido en 0.79 y esta concluyó con el indicador de 0.17, habiendo cumplido el objetivo planteado en el período.

Para la gestión 2023 el indicador fue reformulado en base a un análisis de los últimos 5 años, estableciéndose el valor de 0.69.

### TARJETAS DE OBSERVACIÓN DE SEGURIDAD, SALUD Y MEDIOAMBIENTE

Las tarjetas de Observación de Seguridad, Salud y Medioambiente son utilizadas con el objetivo de prevenir accidentes y daños a la salud de los trabajadores, identificando actos y condiciones inseguras en las operaciones, durante la gestión 2022, se generaron un promedio de 2.44 tarjetas de observación por persona/mes a través del Sistema Informático de Gestión de Acciones Sig@.

PROMEDIO DE TARJETAS DE OBSERVACIÓN DE SSA (OPERATIVOS)



Adicionalmente, en las actividades de Perforación y Proyectos donde se trabajan con contratistas se reportaron las observaciones a través del sistema Enfócate, STOP, entre otros, alcanzando la cantidad de 8,642 tarjetas gestionadas en todas las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

### CANTIDAD TARJETAS DE OBSERVACIÓN DE SSA CONTRATATISTAS



### COMITÉ MIXTO

Conforme a lo establecido en la Resolución Ministerial 437/22, YPFB Chaco S.A. tiene conformado 5 Comités Mixtos:

- Carrasco – Kanata – Bulu Bulu
- Vuelta Grande – San Roque – Caigua
- H. Suarez Roca- Patujusal – Los Cusis – Santa Rosa
- Percheles
- Centro Empresarial Equipetrol y Almacén Central

En la gestión 2022, se llevaron adelante todas las reuniones ordinarias mensuales de forma virtual debido a las restricciones establecidas por la pandemia del COVID - 19, con la participación de los representantes de los trabajadores y de la empresa. En las reuniones se trataron diversos temas relacionados a Higiene, Seguridad Ocupacional y Bienestar, entre otros:

- Difusión de los indicadores de desempeño de Salud, Seguridad y Ambiente (SSA) establecidos en la gestión 2022, evaluando el cumplimiento.
- Informar los incidentes, reportes de 24 horas, alertas de seguridad, informes y acciones de las investigaciones realizadas.

- Difusión del protocolo de Bioseguridad y de los casos positivos de Covid -19 tanto de trabajadores de la empresa como de las contratistas.
- Actualizaciones de las políticas del Sistema de Gestión Integrado (SGI).
- Auditorías del Sistema de Gestión Integrado y los principales hallazgos.
- Reporte de tarjetas de Observaciones de SSA y cierre de acciones identificadas en auditorías, investigaciones/análisis de causa raíz, inspecciones y otros.

Del mismo modo, de acuerdo a lo establecido en el CAP. VI del Reglamento de Comités Mixtos, Art. 13° (Funciones), se presentaron los informes trimestrales al Min. de Trabajo y se eligió los representantes de la gestión 2022 - 2023, mismos que fueron debidamente posesionados por el representante del Ministerio del Trabajo.





## POLÍTICA DE ALCOHOL Y DROGAS

En cumplimiento de la Política de Alcohol y Drogas de YPF Chaco S.A., en la cual se establece la tolerancia "0" en el consumo de alcohol y/o drogas en las áreas de operativas. Se realizaron pruebas de Alcohol al personal en todas las áreas operativas y ciudad, mismas que son realizadas por personal médico de cada área o personal entrenado. Los equipos de test de alcohol son calibrados periódicamente para asegurar que las pruebas sean fehacientes.

En el período, se realizaron 96.190 pruebas de alcohol, de los cuales 15 resultaron positivos, (0.16 por cada 1000 pruebas) lo que equivale a un (1) positivo por cada 6.012 pruebas.

## GESTIÓN EN SALUD OCUPACIONAL

En el período, el programa de Salud Ocupacional estuvo enfocado hacia la prevención y control de COVID-19, autocuidado e implementación de estilos de vida saludables con las siguientes actividades principales.

### Programa vacunación

El programa de vacunación priorizó la prevención contra el COVID-19 del 100% del personal propio y contratistas, complementando con la vacunación contra la Influenza, enfermedad causal de bajas médicas y ausentismo laboral. La campaña contra Influenza logró alcanzar una cobertura del 91%.

Adicionalmente, a todo personal nuevo que ingresó a la empresa, se le realizó la vacunación de enfermedades inmunoprevenibles de acuerdo al programa de vacunación de la compañía.

### Habilitación de campamentos para proyectos y catering

En cumplimiento de los procedimientos del Sistema de Gestión Integrado, YPF Chaco S.A. el equipo médico realizó inspección y auditoría de todos los campamentos y catering de proyectos y perforación previos a su ocupación, para verificar condiciones de salubridad y habitabilidad de acuerdo a normativa legal vigente.

### Capacitación en temas de salud

#### Cansancio y Fatiga

La capacitación en Cansancio y Fatiga se realizó permanentemente con el objetivo que los conductores conozcan, evalúen y tomen acciones sobre los riesgos presentes durante la conducción. Durante el período se dictaron 49 cursos, capacitando a 752 conductores propios y de empresas contratistas, haciendo un total de 1504 horas/hombre de capacitación.

### Capacitación e Inducción de salud en áreas operativas

Los médicos de las áreas operativas realizaron capacitaciones en temas como ser: COVID-19, primeros auxilios, ergonomía, nutrición, enfermedades prevalentes, seguridad en el trabajo, etc. En el período se realizaron 128 reuniones, sumando 4736 horas/hombre de capacitación, que incluye a personal propio y contratistas.

### LUCHA CONTRA COVID-19

Para el seguimiento de las medidas bioseguridad, establecimiento de acciones coordinadas, seguras con el fin de prevenir y mitigar los riesgos por COVID-19 en todas nuestras operaciones y actividades administrativas. Periódicamente se realizaron revisiones y actualizaciones de los Instructivos referentes a COVID-19, fomentando el cumplimiento de los mismos por personal YPFB Chaco S.A. y empresas contratistas

Teniendo como medidas principales:

- Vacunación contra el COVID 19 (2da dosis de refuerzo) del 100% del personal propio y de las empresas de servicios
- Seguimiento epidemiológico de 3 días previo ingreso a predios de la empresa
- Pruebas de Antígeno previo ingreso a predios de la empresa

### INSTRUCTIVOS

Con el objetivo de trabajar de forma coordinada y segura para prevenir y mitigar los riesgos del COVID-19 que pueden afectar a nuestros trabajadores propios y contratistas. Se actualizaron y revisaron los siguiente instructivos y Procedimientos:

- SMI-IO-07.10 Medidas de Bioseguridad COVID-19 para ingreso áreas operativas Rev. 11
- SMI-IO-07.20 COVID-19 Protocolo de Bioseguridad para CEE y Almacenes - Rev. 10
- SMI-PO-08 Evacuación Médica Seguimiento en caso de sospecha (COVID-19) y Confirmación
- SMI-PO-07-Procedimiento de Evacuación (Medevac) COVID-19



## PLAN ANUAL DE CAPACITACIÓN Y CONCIENCIACIÓN EN SEGURIDAD, SALUD, MEDIO AMBIENTE Y RSE

La formación, capacitación y toma de conciencia que se desarrolla en la empresa en relación con la seguridad, salud ocupacional y ambiente cumple con la misión de asegurar las necesidades de desarrollo profesional de sus empleados creando ambientes saludables, condiciones seguras de trabajo y protegiendo al medio ambiente.

En el período, el Plan Anual de Capacitación y Concienciación en Seguridad, Salud, Ambiente y RSE, alcanzó a 5141 horas/hombre de capacitación al personal operativo y administrativo. En lo siguiente:

- Seguridad y Salud Ocupacional.
- Cansancio & Fatiga.
- Manejo defensivo y 4X4.
- Lucha contra incendios mayores (personal operativo).

De acuerdo a lo planificado y con regularidad, se dictaron los cursos de Inducción de Salud, Seguridad, Ambiente y Relacionamento Comunitario como requisito indispensable para habilitación del personal previo ingreso a nuestras áreas operativas sumando 3037 horas/hombre.



## GESTIÓN AMBIENTAL

### LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES, OBRAS O PROYECTOS

En estricto apego a la normativa ambiental vigente, durante el periodo de abril 2022 a marzo de 2023 se gestionaron las autorizaciones ambientales para diversas actividades, obras y proyectos, los cuales fueron obtenidos de acuerdo a los tiempos requeridos para el normal desarrollo de las operaciones.

En este periodo se han obtenido 20 permisos ambientales que fueron gestionados ante el Organismo Sectorial Competente (Ministerio de Hidrocarburos y Energías-MHE), la Autoridad Ambiental Competente Nacional (Ministerio de Medio Ambiente y Agua-MMAyA), Servicio Nacional de Áreas Protegidas (SERNAP) y la Autoridad de Bosques y Tierras (ABT).

A continuación, se detallan los permisos ambientales obtenidos:

PROYECTO	TIPO DE PERMISO	FECHA DE OBTENCION
Perforación Pozos VGR-37 y VGR-38	RLA	20/5/2022
Perforación Pozo VGR-X1001	ITE	31/3/2022
	PDM	10/6/2022
Instalación de Líneas y Facilidades LMS-AGC	EEIA	8/11/2022
	PDM	30/9/2022
Perforación Pozo PNW-6	ADENDA	17/10/2022
Perforación Pozo JNN-9	ADENDA	21/12/2022
Intervención Pozo CHU-X2	ALA	9/9/2022
	PDM	9/9/2022
Reajuste de la Planchada AST-X1	ITE	9/9/2022
Cambio de ubicación de la fosa de quema del Pozo AST-X1	ITE	24/11/2022
Línea de Recolección Pozo HSR-10	ADENDA	19/12/2022
Camino y Planchada ITY-X1	IPDM	25/4/2022
Variante al camino de acceso Pozo ITY-X1	IPDM	25/4/2022
Variante Líneas Caigua	PDM	4/4/2022
Instalación de Línea de Recolección Pozo HSR-10	PDM	8/9/2022
Intervención Pozo PJS-7	PDM	22/8/2022
Intervención Pozo LCS-4	PDM	5/8/2022
Área adicional de la fosa de quema ITY-X1	PDM	9/1/2023
Líneas y Facilidades Pozos SIG-X1 y SIG-2	IPDM	24/1/2023



“

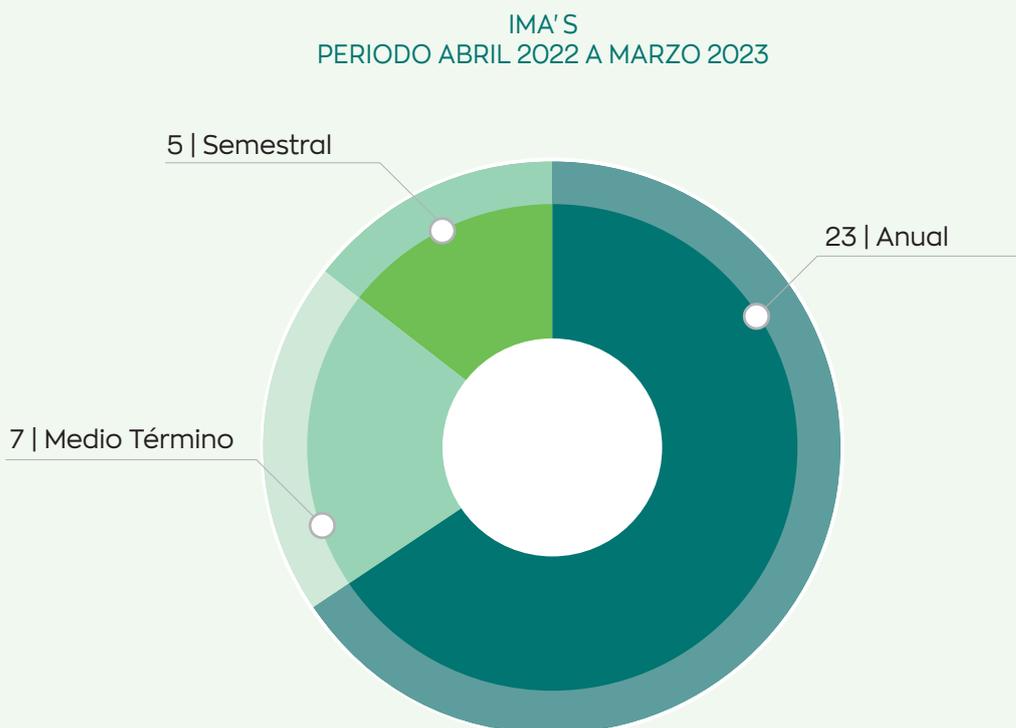
Durante el periodo de abril 2022 a marzo de 2023 se gestionaron 20 autorizaciones ambientales

”

## SEGUIMIENTO Y CONTROL AMBIENTAL

En cumplimiento a la normativa ambiental vigente y lo establecido en los Instrumentos de Regulación de Alcance Particular aprobados por la Autoridad Ambiental Competente Nacional (AACN), se realizó el seguimiento y control ambiental a las diferentes Actividades Obras y Proyectos (AOP) ejecutados durante la gestión.

Los Informes de Monitoreo Ambiental fueron remitidos a la Autoridad Ambiental y Organismo Sectorial Competente, de acuerdo a la frecuencia establecida en cada licencia ambiental, presentándose un total de 35 informes durante la gestión abril 2022 a marzo 2023, de proyectos en etapa de ejecución y operación.



Asimismo, se realizó el seguimiento y control ambiental a 23 Actividades, Obras y Proyectos en etapa de operación y mantenimiento, donde se verificó el cumplimiento de las medidas aprobadas en el Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental (PASA).

## INSPECCIONES POR AUTORIDADES COMPETENTES

Durante la gestión 2022-2023, se atendieron inspecciones ambientales a las diferentes AOP por parte de la Autoridad Ambiental Competente Nacional (MMAyA), Organismo Sectorial Competente (MHE) y Servicio Nacional de Áreas Protegidas (SERNAP).

Como resultado de dichas inspecciones, se emitieron recomendaciones que fueron atendidas por YPF Chaco S.A. y comunicadas en los informes complementarios.

## PROGRAMAS AMBIENTALES

### CONTROL DE QUEMA DE GAS

La quema de gas es controlada por YPF Chaco S.A. en cumplimiento a las disposiciones establecidas por el Decreto Supremo 28312 del 23 de agosto de 2005. Finalizada la gestión 2022, la cifra alcanzada fue de 29,7 Pies Cúbicos Quemados / BOE (Pies Cúbicos por Barril Equivalente de Petróleo), lo que nos permitió cumplir y estar por debajo de la cifra objetivo de 83,4 Pies Cúbicos Quemados/BOE, evitándose la quema de alrededor de 53,7 Pies Cúbicos /BOE.



## CONTROL DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)

YPFB Chaco S.A., con el propósito de minimizar los impactos de sus operaciones y mantener al mínimo posible la contribución al fenómeno del calentamiento global por causas antrópicas, se planteó para la Gestión 2022 el objetivo de limitar las emisiones de las áreas operativas a 343.037 Toneladas de CO2 equivalente.

Gracias a los esfuerzos para maximizar la eficiencia operativa de nuestros equipos a través de un programa de control de emisiones y mantenimientos, tanto preventivos como predictivos, se alcanzó la cifra de 261.965 Toneladas de CO2 equivalente en cuanto a emisiones generadas, lo que nos permitió cumplir el objetivo planteado y estar en un 23.6% por debajo de la cifra objetivo, evitándose de esta forma la generación de alrededor de 81.072 Toneladas de CO2 equivalente.

## EFICIENCIA ENERGÉTICA

En YPF Chaco S.A. realizamos un seguimiento muy de cerca al consumo energético por cada Barril de Petróleo Equivalente (BOE por sus siglas en inglés) que se procesa.

El objetivo fijado para el período 2022 fue un promedio de 296 MBTU/BOE. Finalizada la gestión, la cifra alcanzada fue de 233 MBTU/BOE, lo que nos permitió cumplir el objetivo planteado.

## GESTIÓN DE EFLUENTES

Los residuos líquidos de la empresa, provenientes de los procesos, operaciones y actividades son manejados de acuerdo con la legislación ambiental vigente. Todos los residuos líquidos son sometidos a tratamiento para cumplir con los límites permitidos de acuerdo a lo establecido en DS.2400 antes de su disposición final y periódicamente se realizan muestreos y análisis, a través de laboratorios acreditados.

## GESTIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS

YPFB Chaco S.A., en cumplimiento con la Normativa Ambiental vigente (Ley Nº 755 de Gestión Integral de Residuos), así como las políticas y procedimientos de la empresa, realiza un manejo integral de residuos sólidos en las diferentes áreas operativas y administrativas, tomando en cuenta además lo establecido en la norma ISO 14001:2015 donde estipula que los productos y servicios deben ser controlados desde una perspectiva de ciclo de vida.

## TRATAMIENTO DE LODOS EMPETROLADOS

En el período, se realizó el tratamiento de lodos empetrolados, como parte final del proceso productivo y responsabilidad ambiental enmarcado en la normativa ambiental vigente.

Durante la perforación del pozo SMG-X2 ST se generaron lodos base aceite, los cuales fueron evacuados de manera oportuna para su tratamiento hasta alcanzar los límites máximos permisibles establecidos en la normativa, a través de una empresa que cuenta con licencia ambiental.

Como resultado de las actividades de perforación del pozo SMG-X2 ST se generó un total de 1656 m<sup>3</sup> de lodos base aceite que a la fecha vienen siendo tratados. Se estima la conclusión del tratamiento en el primer semestre de la gestión 2023.



# RELACIONAMIENTO COMUNITARIO

## PLAN DE RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL DE YPFB CHACO S.A.

En el marco del programa de RSE que llevamos adelante y en apoyo a las comunidades en sus áreas de influencia, se cuenta con un Plan de Responsabilidad Social Empresarial con sus respectivos programas que se enmarcan en los lineamientos de la Responsabilidad Social Corporativa de YPFB y la política de Relacionamiento Comunitario de YPFB Chaco S.A.

Este accionar de YPFB Chaco S.A. permite:

- Impulsar la creación de emprendimientos sustentables y contribuir al éxito de los mismos, que fortalezcan el desarrollo de las comunidades situadas en las áreas de influencia de YPFB Chaco S.A.
- Consolida la relación Estado - Comunidad - Empresa que viabiliza el proceso de desarrollo sustentable a través de una alianza estratégica.
- Mitiga los eventuales impactos ambientales, sociales y económicos, logrando desarrollar relaciones de mutuo respeto y de largo plazo.
- Ser reconocida YPFB Chaco S.A. como una empresa Socialmente

Responsable, comprometida con el crecimiento económico, el equilibrio ambiental y el desarrollo comunitario sustentable.

El Plan de RSE de YPFB Chaco S.A., define las siguientes áreas de trabajo :  
Inversión Social Estratégica:

Es toda aquella inversión planificada en las estructuras de los sistemas sociales que tienden a auto replicarse de manera sostenible, teniendo la finalidad de ejecutar proyectos que mejoren la calidad de vida de las poblaciones vecinas a las operaciones y actividades de la empresa.

Los proyectos de inversión social contribuyen por una parte a que las operaciones de YPFB Chaco S.A. se desarrollen con normalidad, evitando conflictos sociales que puedan desencadenar en paros, bloqueos o toma de instalaciones que tengan como consecuencia la paralización de actividades operativas y/o proyectos en ejecución; y por otra parte a que a través de estos proyectos contribuya a mejorar la calidad de vida de las poblaciones vecinas de las operaciones y actividades de la empresa.

En el periodo los Proyectos de Inversión Social se desarrollaron en:

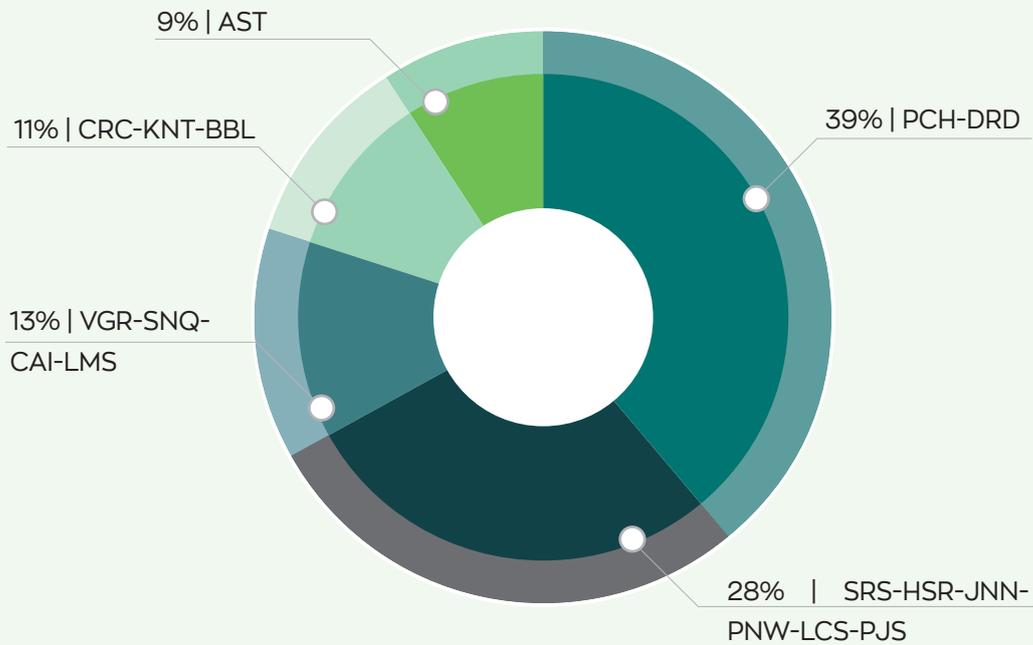
- Educación (Infraestructura y equipamiento para la educación).
- Salud (Infraestructura y equipamiento de Salud).
- Desarrollo productivo (Apoyo agropecuario y fomento a iniciativas productivas).
- Infraestructura social (vivienda social; acceso al agua; infraestructura comunal y municipal).
- Deporte (Infraestructura y equipamiento para el deporte).
- Medio Ambiente.
- Fortalecimiento Organizativo (equipamiento).

En el período, se ejecutaron 64 proyectos de inversión social, distribuidos en cada una de las áreas y campos de YPF Chaco S.A. de acuerdo al siguiente cuadro:

PROYECTOS DE INVERSIÓN SOCIAL  
DISTRIBUIDOS POR ÁREA Y CAMPOS DE YPF CHACO S.A.

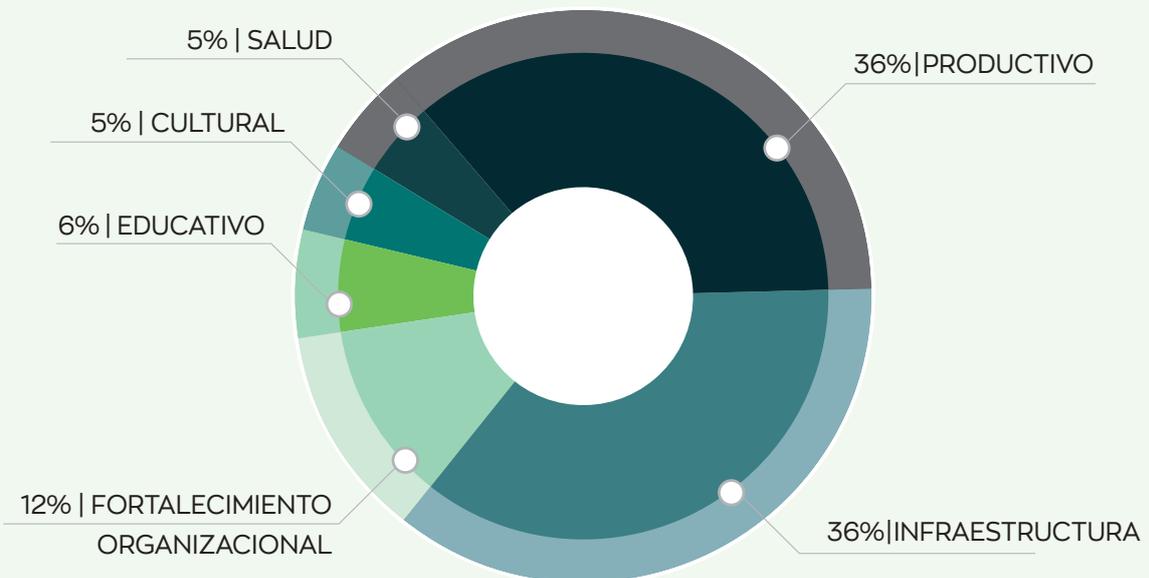
Área - Campo	Nº de proyectos
CRC-KNT-BBL	7
SRS-HSR-JNN-PNW-LCS-PJS	18
PCH-DRD	25
VGR-SNQ-CAI-LMS	8
AST	6
<b>Total</b>	<b>64</b>

### INVERSIÓN SOCIAL DISTRIBUIDOS POR ÁREA Y CAMPOS



De acuerdo a lo planificado a través del Plan de Responsabilidad Social Empresarial de YPFB Chaco S.A. en la gestión 2022, se ejecutaron los proyectos de acuerdo a las siguientes áreas temáticas.

### INVERSIÓN SOCIAL PROYECTOS SEGÚN ÁREAS TEMÁTICAS



## PROYECTOS DE INVERSIÓN SOCIAL



Inauguración de la sala de transformación de alimentos



**Campo:** CRC-KNT-BBL  
**Proyecto:** Construcción Club de Madres Segunda Manco Kapac  
**Beneficiarios:** Segunda Manco Kapac - Municipio de Entre Ríos.



**Campo:** San Ignacio  
**Proyecto:** Construcción Sala de Transformación de Alimentos  
**Beneficiarios:** Comunidad Sagrado Corazón -Municipio San Pedro.

**Campo:** Astillero  
**Proyecto:** Implementación de Pantallas de Alumbrado público y Sistemas Fotovoltaicos Municipio de Padcaya  
**Beneficiarios:** Comunidades - Municipio de Padcaya

**Campo:** Vuelta Grande  
**Proyecto:** Mejoramiento productivo Apícola  
**Beneficiarios:** OTB Vuelta Grande - Municipio Machareti.

## NEGOCIOS INCLUSIVOS

Negocios Inclusivos: Es la incorporación de entidades, personas jurídicas o naturales en la cadena de valor de las actividades del sector de hidrocarburos en función a un plan específico de inclusión, teniendo como objetivo incorporar en la cadena de valor de hidrocarburos a empresas locales de las áreas de influencia de YPFB Chaco S.A., desde una perspectiva de inclusión social.

Es la incorporación de entidades, personas jurídicas o naturales en la cadena de valor de las actividades del sector de hidrocarburos en función a un plan específico de inclusión, tiene como objetivo incorporar en la cadena de valor de la actividad de hidrocarburos a empresas locales de las áreas de influencia de YPFB Chaco S.A, desde una perspectiva de inclusión social para los mantenimientos de caminos.

YPFB Chaco S.A. promueve los negocios inclusivos a través de proyectos de mantenimiento de caminos, proyectos que se ejecutan mediante una alianza entre Gobiernos Municipales y YPFB Chaco S.A. para beneficio de la empresa y de las comunidades.

Estos proyectos permiten minimizar los costos de mantenimiento de los caminos en nuestras áreas operativas y a su vez beneficiar a las comunidades con caminos transitables y más seguros.

Durante la gestión 2022, se ejecutaron los siguientes mantenimientos de caminos:

### MANTENIMIENTO EN CAMINOS

Proyecto	Alianza	Km	Estado
Mantenimiento de caminos de los tramos Carrasco-Kanata.	Gobierno Municipal de Entre Ríos.	22,6	Concluido
Mantenimiento de caminos de los tramos BBL.	Gobierno Municipal de Entre Ríos.	19,2	Concluido
4º Fase Mantenimiento de caminos SRS-Bellas Niguas-La Palca	Gobierno Municipal de Santa Rosa del Sara, Servicio Departamental de Caminos Santa Cruz (SEDCAM), Comité Pro Caminos de Bellas Niguas	36	En ejecución
Mantenimiento de caminos La Palca-La Planchada 3ra fase	Comunidad 16 de Noviembre (La Planchada)	8	Concluido



**Campo:** BBL  
**Proyecto:** Mantenimiento de Caminos  
 Tramos Bulu Bulu  
**Beneficiarios:** Municipio de Entre Ríos.

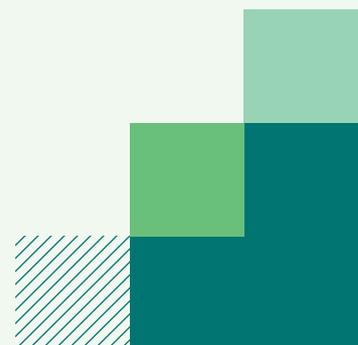


**Campo:** CRC-KNT  
**Proyecto:** Mantenimiento de Caminos  
 Tramos Carrasco - Kanata  
**Beneficiarios:** Municipio de Entre Ríos.

## MONITOREO SOCIO AMBIENTAL EN EL MARCO DEL RELACIONAMIENTO COMUNITARIO:

El Monitoreo socio ambiental tiene por finalidad que la comunidad acompañe y realice el seguimiento al desarrollo de los proyectos enmarcados en el cumplimiento de lo establecido en el EEIA del proyecto.

En el período, se desarrollaron la actividad de Monitoreo Socio Ambiental en los siguientes proyectos:



MONITOREO SOCIO AMBIENTAL

Proyecto	Comunidades	Nº de Total de Monitores
Campo Los Monos (Líneas de Recolección LMS-AGC)	La Costa	3
Área Itacaray (Perforación ITY X-1)	Iguembe	2
Área Astillero (Construcción de camino y planchada - perforación)	Distrito 11 - Municipio Padcaya	5
<b>Total</b>		<b>10</b>



“

Los Convenios suscritos de monitoreo socio ambiental, permiten la ejecución de las actividades con normalidad y manteniendo buenas relaciones con las Comunidades.

”

## RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

El accionar de YPFB Chaco S.A. se encuentra enmarcado en los lineamientos de la ISO 26000 sobre RSE, en los lineamientos de RSE de YPFB y la Norma WORLDCOB SRE 2011.3, de la cuál hemos obtenido la certificación de RSE, afirmando nuestro compromiso con la Responsabilidad Social Empresarial, generando alianzas estratégicas con la sociedad civil para impulsar el desarrollo sostenible.

YPFB Chaco S.A. ha desarrollado su gestión de RSE promoviendo el desarrollo de sus grupos de interés, alineada a los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) que se encuentra en el marco de la Agenda 2030, que recoge los 17 (ODS) establecidos por la ONU, que representan las metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 10 años.

Bajo este marco, la RSE de YPFB Chaco S.A., cuenta con los principios de:

1. Cumplimiento normativo: Referido a legislación nacional, así como a las normas internacionales vigentes.
2. Gestión transversal: Las actividades que desarrolla YPFB Chaco S.A. se encuentran en el marco de la RSE, las mismas que consideran los impactos que sus actividades puedan generar.
3. Compromisos éticos: Basados en los valores y principios de la empresa (honestidad, equidad e integridad).
4. Respeto y atención a los grupos de interés: Los grupos de interés de YPFB Chaco S.A., son los actores internos (trabajadores y accionistas) y externos (proveedores, clientes, consumidores, comunidad, entidades de gobierno, asociaciones) que están relacionados de manera directa o indirecta en las operaciones que realiza la empresa.

En este contexto, la meta de la Responsabilidad Social Empresarial de YPFB Chaco S.A. nos ha permitido:

- Impulsar la creación de emprendimientos sustentables y contribuir al éxito de los mismos, que fortalezcan el desarrollo de las comunidades situadas en las áreas de influencia de YPFB Chaco S.A.
- Consolidar la relación Estado - Comunidad - Empresa que viabiliza el proceso de desarrollo sustentable a través de una alianza estratégica.

- Mitigar los eventuales impactos ambientales, sociales y económicos, logrando desarrollar relaciones de mutuo respeto y de largo plazo.
- Ser reconocida YPFB Chaco S.A. como una empresa Socialmente Responsable, comprometida con el crecimiento económico, el equilibrio ambiental y el desarrollo comunitario sustentable.

Para el logro de la meta propuesta y sus objetivos, YPFB Chaco S.A. trabajó en los siguientes ámbitos de acción (capítulos en los que hemos sido certificados en Responsabilidad Social Empresarial “RSE”), a través de la norma.



WORLD COB CSR 2011.3.

El Plan de RSE de YPFB Chaco S.A. durante la gestión 2022, cumplió el objetivo de trabajar con su público interno. En tal sentido todos los trabajadores conocen la RSE y sus alcances, llegando a conformar un **Comité de RSE**, el cual es un **organismo de apoyo que tiene el objetivo de proponer gestiones de RSE y coadyuvar en la implementación del Plan de RSE anual.**

Por otra parte en el marco de la RSE, se promovieron inversiones dirigidas a nivel de educación y capacitación de los colaboradores y la búsqueda de realización personal.



Planes de rescate y reubicación flora y fauna

Capacitación "Lucha contra incendios" para personal operativo

En lo referente al **Programa Proyección Familiar**, se realizó el sub programa Fomento a las actividades para la salud y recreación familiar con la **Caminata Maratón "Por una pasión, la salud"**.

Con la finalidad de "fomentar actividades integrales con el empleado y su familia y ofrecer beneficios adicionales, más allá de lo requerido por Ley" (Norma de certificación RSE WORLDCOB-CSR: 2011.3), es que YFPB Chaco S.A., promovió la presente actividad orientada a incrementar la calidad de vida y el bienestar integral de los colaboradores directos de la Empresa.

Participaron 313 participantes, (156 para maratón y 157 para caminata).



Maratón y caminata de los trabajadores de YFPB Chaco S.A. y sus familias.



En lo referido al **Programa Responsabilidad Ambiental**, que promueve el cuidado y protección de los recursos naturales, es que se realizaron actividades en las zonas de influencia de las actividades de YPFB Chaco S.A. (en alianzas con HAM, Unidades educativas, Subcentrales campesinas, Federaciones, etc.), cumpliendo con el **Programa: Campañas de Educación Ambiental**, este programa concebido dentro de la cultura preventiva de YPFB Chaco S.A. promueve y fortalece los valores ambientales de los públicos de interés.

- Campaña “Apadrinado un árbol” trabajadores uno de oficina y uno de campo se comprometen con el cuidado de un árbol
- Contribuir a la elaboración de proyectos de gestión ambiental (Educación Ambiental)
- Proyectos sociales en alianza con instituciones municipales y educativas
- Educación Ambiental para las Escuelas “Reciclo en mi UE y cuido el medio ambiente”



Siguiendo las acciones de RSE ejecutadas con los diferentes grupos de interés y con el fin de generar conciencia en el uso responsable del fuego, para eliminar vegetación en forma dirigida y realizar la prevención de incendios forestales mediante quema controlada, es que se realizaron las capacitaciones programadas en cada área. En estas capacitaciones participaron un total de 226 personas, de las cuales 76 son bachilleres de la promoción de Unidad Educativa Carrasco, y el resto comunarios y dirigentes de las comunidades del área de influencia del proyecto.







# 04

PRINCIPALES LOGROS /  
PROYECTOS



## ACTIVIDADES EN BLOQUES EXPLORATORIOS

Se presenta un resumen de las actividades realizadas en la Gerencia de Exploración durante la gestión 2022-2023. Los objetivos de la gerencia son el de generar, madurar y jerarquizar oportunidades exploratorias con el propósito de incorporar nuevas reservas de hidrocarburos, a través de la perforación de pozos exploratorios y delineadores.

Estas actividades se desarrollan de manera directa en las áreas de Contrato, donde YPFB Chaco S.A. es Operador, y como socio No Operador en Asociaciones con otras empresas.

En el siguiente cuadro se muestran las Áreas Exploratorias y la situación contractual de cada una:

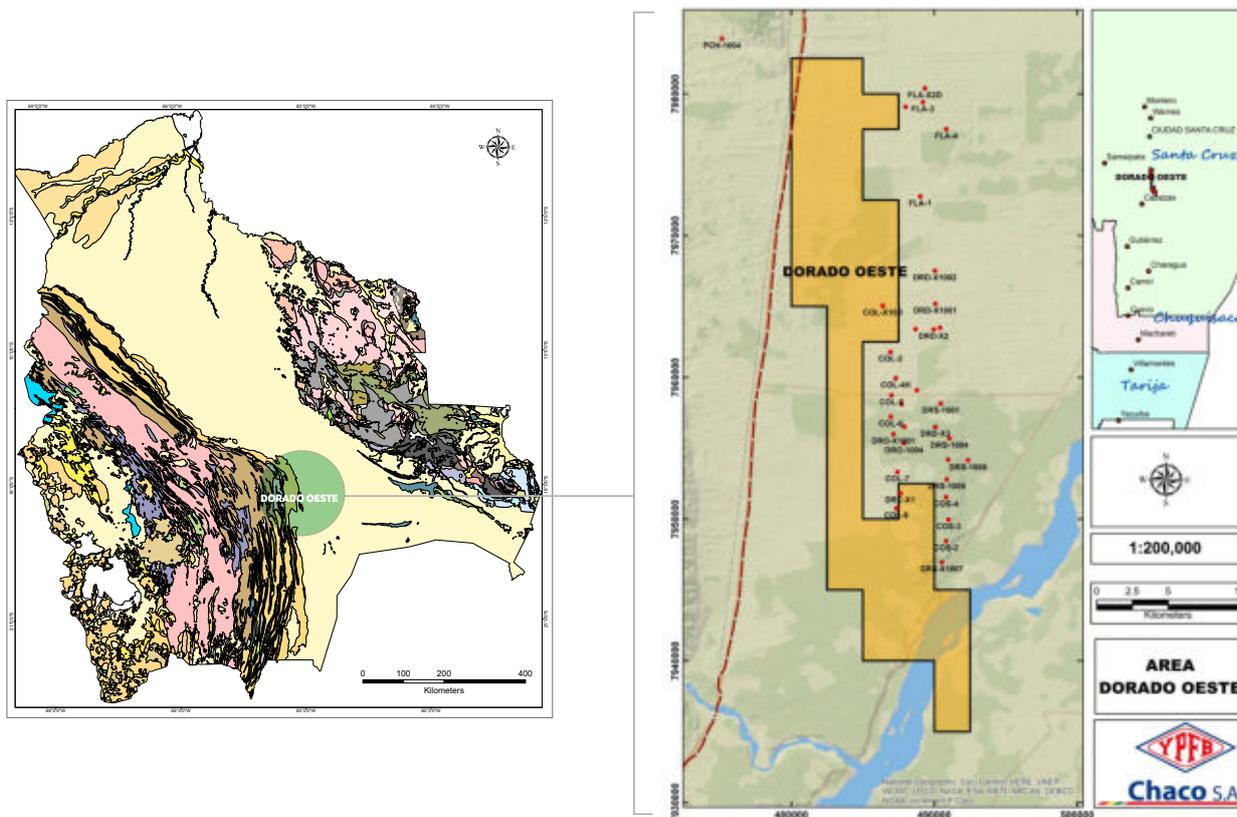
### RESUMEN DE LAS ÁREAS EXPLORATORIAS OPERADAS Y NO OPERADAS

	ÁREA DE CONTRATO	KM 2	Ha	PARCELAS	FIRMA DE CONTRATO	FASE ACTUAL	FECHA DE INICIO FASE	FECHA DE FINALIZACIÓN FASE	AÑO	UTE COMPROMETIDA	ACTIVIDAD PROYECTO
ÁREAS OPERADAS	Itacaray	562,5	56.250	22,5	26/07/2017	3	12/12/2022	11/12/2024	6	1200	FINALIZÓ PERFORACIÓN POZO ITY-X1 ST3. EN REEVALUACIÓN PROSPECTO ITACARAY SUR
	El Dorado Oeste	362,5	36.250	14,5	21/01/2014	4	21/01/2021	20/01/2024	10	1200	CON LOS RESULTADOS DEL PROYECTO ANÁLISIS SISMO-ESTRATIGRÁFICOS - ARENISCA GUANACOS, SE PROCEDERÁ A LA DEVOLUCIÓN DEL ÁREA REMANENTE EL DORADO OESTE
	Astillero	210,94	21.094	8,44	05/07/2018	2	16/02/2023	15/02/2025	4	700	EN PERFORACIÓN POZO POZO AST-X1
	San Miguel	12,5	1.250	0,5	21/01/2014	3	21/01/2019	03/01/2022	7		ÁREA DEVUELTA. EN ETAPA DE REMEDIACIÓN AMBIENTAL CAMINO Y PLANCHADA POZO SMG-X2
ÁREAS EN SOCIEDAD	San Telmo	952,5	95.250	38,1	1200	1	05/07/2018	15/02/2023	2	1200	EN FUERZA MAYOR
	Norte Charagua	992,5	99.250	39,7	1200	2	Se aprobó contrato por cesión	20/09/2023	5	1200	FINALIZA REPROCESAMIENTO SÍSMICO 3D, EN ETAPA DE DISEÑO FINAL CAMINO Y PLANCHADA POZO CHA-X1

## ÁREA EL DORADO OESTE

El Área exploratoria El Dorado Oeste se encuentra localizado en la provincia Cordillera del Departamento de Santa Cruz, aproximadamente a unos 90 km en dirección SSE de la ciudad de Santa Cruz. Topográficamente, el área corresponde a una zona llana, con una cota promedio de 440 msnm y constituye la región de piedemonte de la Faja Subandina Central.

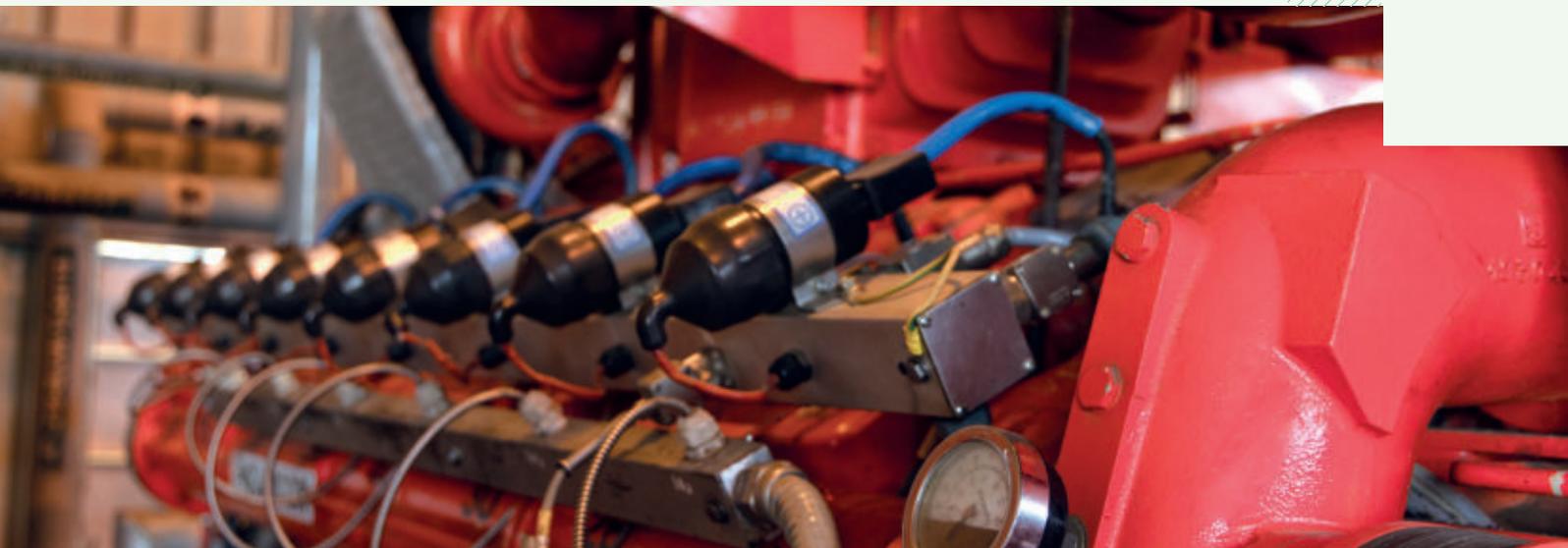
El Contrato de Servicios Petroleros (CSP) suscrito entre YPFB Corporación y YPFB Chaco S.A., fue protocolizado el 21 de enero del 2014. Actualmente, el área cuenta con 10 parcelas (25000 ha) y está en el año 10 de la Fase 4 del Periodo Adicional de Exploración.



Mapa de Ubicación, área en retención Dorado Oeste (área Remanente - Fase 4)

La perforación de pozos en el área tiene sustento técnico en anomalías de amplitud sísmica y análisis de AVO, atributos que son considerados como indicadores directos de hidrocarburos en el Reservorio Guanacos de la Formación Iquiri (Sistema Devónico), comprobados de manera exitosa en los campos vecinos de El Dorado, El Dorado Sur, El Dorado Oeste, Colorado y Colorado Sur.

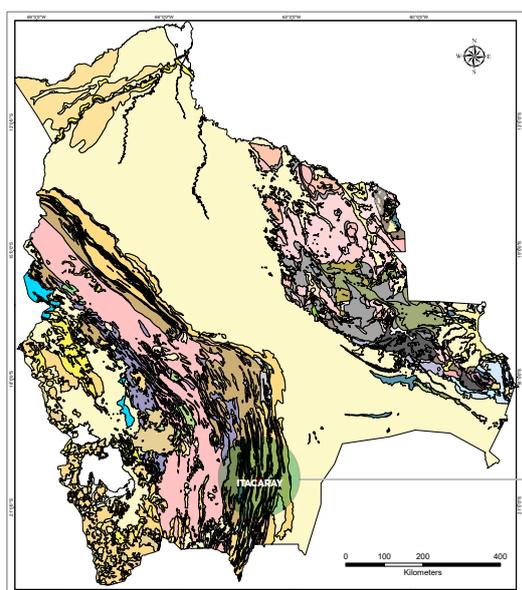
Con los resultados del pozo exploratorio COL-X10D perforado el año 2019. Se evidenció que el Reservorio Guanacos tiene muy baja productividad de hidrocarburos, debido a la baja permeabilidad, por lo que se clasificó el descubrimiento como Recurso Contingente. Por esta razón, durante las gestiones 2022-2023, se realizaron los siguientes estudios: 1. “Estratigrafía y análisis de facies de las secuencias del Carbonífero y Devónico El Dorado” con el objetivo de conocer la mineralogía, diagénesis y la evolución de los sistemas depositacionales, que afectan la porosidad y permeabilidad del Reservorio Guanacos. 2. “Geomecánica”, que permitió conocer la ventana de estabilidad para la perforación de nuevos pozos del área. Adicionalmente se realiza una actualización de la “Inversión sísmica AVO” con los datos de los pozos FLA-X2D, COL-X10D, para identificar oportunidades hacia el norte del área Exploratoria Dorado Oeste que colinda con la estructura El Dorado.



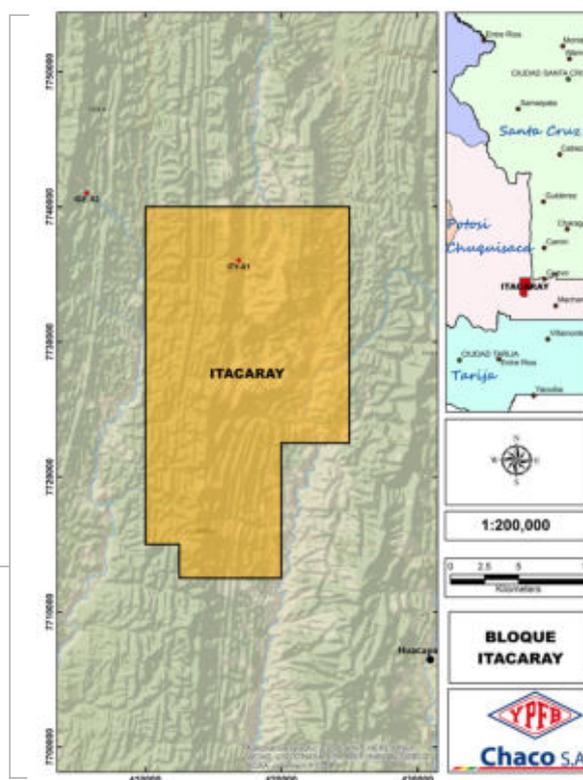
## ÁREA DE EXPLORACIÓN ITACARAY (ITY)

El Área Itacaray se encuentra en las provincias Luis Calvo y Hernando Siles del Departamento de Chuquisaca, dentro de la zona tradicional de hidrocarburos del Subandino Sur de Bolivia.

El Contrato de Servicios Petroleros (CSP) suscrito entre YPFB y YPFB Chaco S.A. fue protocolizado el 26 de Julio de 2017. Esta área de exploración tiene una extensión de 18 parcelas y se encuentra en el Año 6 de la Fase 3 del Período Inicial de Exploración.



Ubicación del Área de Exploración Itacaray



YPFB Chaco S.A. desarrolló trabajos de interpretación geológica y geofísica en esta área con el objetivo de evaluar su potencial hidrocarburífero. Como resultado de este trabajo, se definió la presencia de una trampa de tipo anticlinal para niveles del Sistema Devónico. A continuación, se planteó la perforación del pozo exploratorio Itacaray-X1 (ITY-X1) con el objetivo de evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones devónicas Huamampampa y Santa Rosa del bloque alto y bajo del Anticlinal Itacaray.

El pozo Itacaray-X1 (ITY-X1) inició operaciones de perforación el 23 de mayo del 2021 y alcanzó el objetivo Huamampampa en bloque alto a la profundidad de 2286 m. Se realizó la prueba DST#1 en esta formación, obteniéndose resultados no conclusivos, debido a la baja permeabilidad del reservorio.



En la gestión 2022, se continuó perforando el pozo ITY-X1 hasta alcanzar la profundidad de 3259 m. En esta profundidad, se realizó una carrera de registros eléctricos. De acuerdo a la interpretación del registro de imágenes y el ajuste del modelo estructural, se pudo concluir que los reservorios de interés de la estructura profunda (Huamampampa en bloque bajo), se encontraba desplazada en dirección este del pozo. Con esta información, se propuso realizar un primer sidetrack, con una trayectoria de 20° de inclinación y 93° de acimut, con lo cual se pretendía atravesar los objetivos en posición de culminación, mejorando así la posición estructural del pozo.

Definido y aprobado el pozo ITY-X1 ST, el 25 de enero se inició el sidetrack con KOP en 2825 m, dentro de la Formación Huamampampa. Alcanzada la profundidad de 3488 m, se observó fuga de lodo y se decidió sacar herramienta. Posteriormente, en 3479 m se aprisionó la sarta de perforación por pegamiento diferencial, la que no pudo ser liberada, razón por la cual se decidió abandonar ese agujero y hacer un segundo sidetrack. Este desvío de pozo se inició en la profundidad de 3174 m (KOP), para luego atravesar rocas de las formaciones Huamampampa e Icla. Desde 3260 m y por efecto de falla, se perforaron nuevamente rocas del Sistema Carbonífero, para posteriormente ingresar a la Formación Iquiri en los 4650 m.

Al 31 de diciembre de 2022, el pozo se encuentra en la profundidad de 5590 m, perforando sedimentitas de la Formación Los Monos.

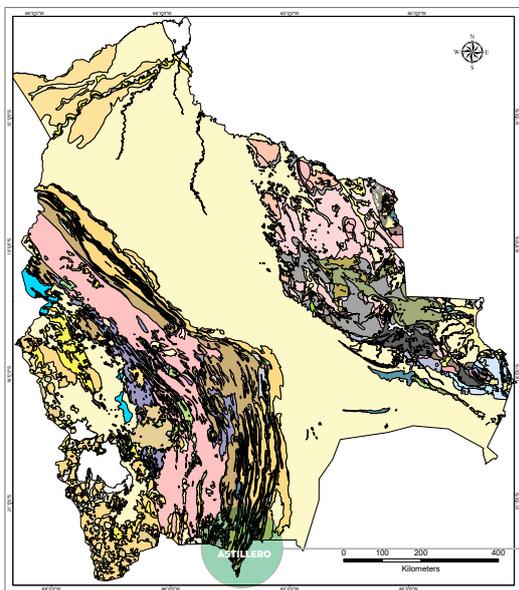
## ÁREA ASTILLERO

El Área de Exploración Astillero se encuentra en las provincias Arce y Gran Chaco del Departamento de Tarija, dentro de la zona tradicional de hidrocarburos de Bolivia, y tiene una extensión de 21094 Has que corresponde a 8.44 parcelas.

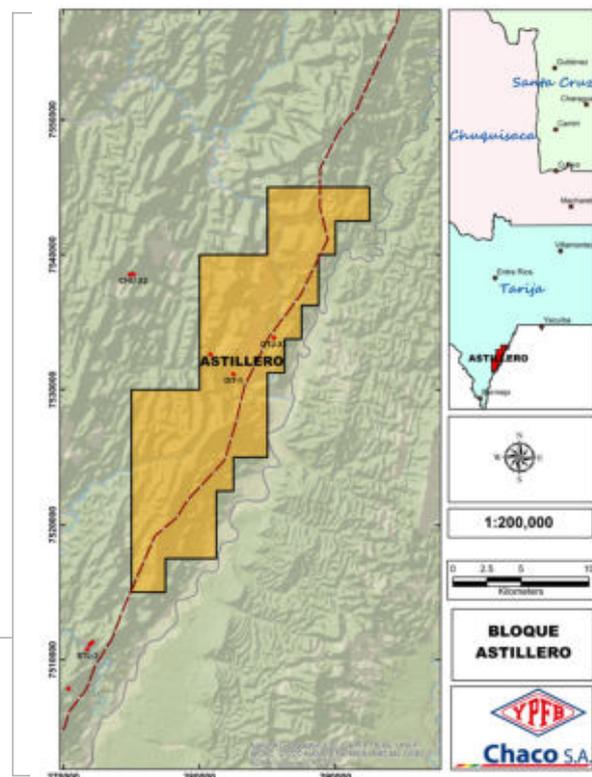


El Contrato de Servicios Petroleros (CSP) suscrito entre YFPB Casa Matriz y las empresas YFPB Chaco S.A. (60%, Operador) y Petrobras Bolivia S.A. (40%) fue protocolizado el 5 de julio de 2018. El 2 de junio de 2021 se firmó el Acuerdo de Operaciones Exclusivas, el cual otorga el derecho a YFPB Chaco de continuar con las operaciones del área Astillero a riesgo propio. Actualmente, el área se encuentra en el año 4 de la Fase 2 del Período Inicial de Exploración.

La perforación del pozo Astillero-X1 (AST-X1) fue propuesto como resultado de la interpretación sísmica 2D y geología de superficie. Este pozo tiene como objetivo evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones Huamampampa y Santa Rosa, reservorios que serán atravesados con un pozo vertical de 6200 m MD.



Mapa de ubicación del área Astillero

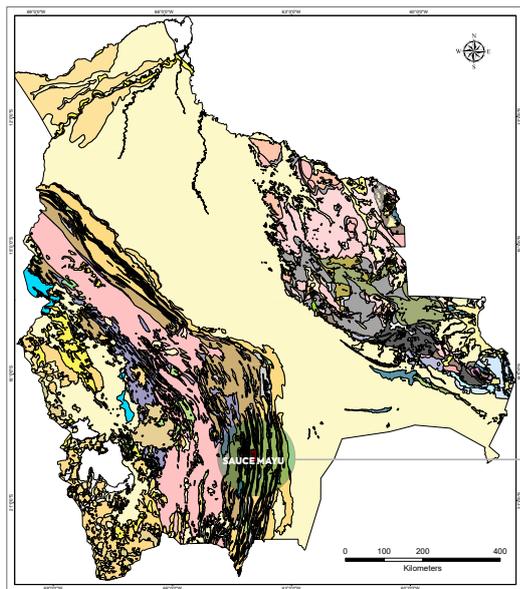


El Área de Exploración Astillero estuvo en Fuerza Mayor desde el 3 de marzo del 2020 hasta el 13 de octubre del 2021. A la finalización del período de Fuerza Mayor, se dio inicio a un trabajo de socialización del proyecto en el Departamento de Tarija, para posteriormente iniciar con los trabajos de construcción del camino y planchada del pozo AST-X1 el 11 de mayo del 2022, estimándose finalizar estas en el primer trimestre del 2023.

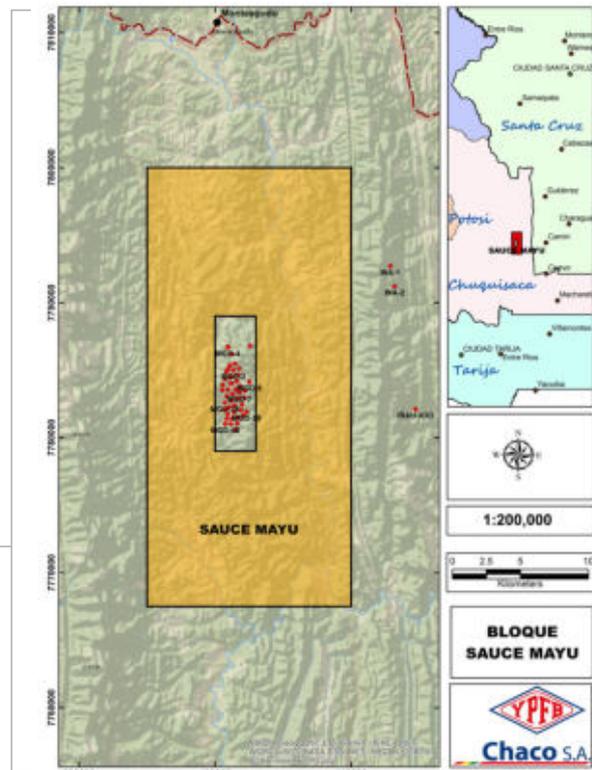
## ÁREAS EN ESTUDIO BAJO MODALIDAD DE PROYECTO INICIAL DE EXPLORACIÓN (PIE)

### ÁREA DE EXPLORACIÓN SAUCE MAYU

El Área Sauce Mayu se encuentra en la Provincia Hernando Siles del Departamento de Chuquisaca, dentro de la Zona Tradicional de Hidrocarburos de Bolivia y tiene una extensión de 45750 Ha, correspondiente a 18,3 parcelas, y se encuentra rodeando al Campo Montegudo, operado por la Compañía Repsol E&P.



Mapa de ubicación Área de Exploración Sauce Mayu.



Morfológicamente está ubicada en el sector central del Subandino Sur, al norte de la Serranía Ingre y al oeste de la Serranía Iñau.

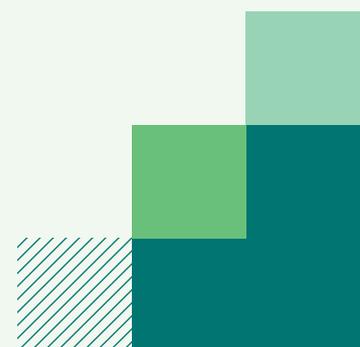
YPFB Chaco efectuó la evaluación del potencial hidrocarburífero tanto del área de exploración Sauce Mayu como del área de contrato Monteagudo (campo operado por Repsol) definiendo la presencia de una potencial trampa para niveles del Devónico Medio, Formación Huamampampa.

El mapa estructural elaborado para el principal nivel objetivo, Formación Huamampampa, muestran que la cúspide de esta estructura se encuentra dentro los límites del Campo Monteagudo.

La estimación volumétrica probabilística realizada para la Formación Huamampampa en este prospecto, dio como resultado un volumen en sitio de 443.8 BCF de gas (Pmean). La Probabilidad de Éxito Geológico (Pg) estimada es de 21%, teniendo como elementos de mayor riesgo a la trampa, calidad del reservorio (posible variación en las propiedades petrofísicas, menor presencia de fracturas naturales) y columna saturada con hidrocarburos.

La evaluación económica de este prospecto se realizó únicamente tomando en cuenta el volumen de recursos que se encuentran dentro los límites del área de exploración Sauce Mayu, sin tomar en cuenta el volumen concerniente al área del Campo Monteagudo. Los resultados de la evaluación muestran un VANE negativo, por lo que se recomendó no suscribir un Contrato de Servicios Petroleros para esta área.

Se considera que este proyecto exploratorio puede ser económicamente rentable siempre y cuando se incluyan los volúmenes de recursos hidrocarburíferos del área Monteagudo, mismo que se encuentra en proceso de devolución por parte del operador.

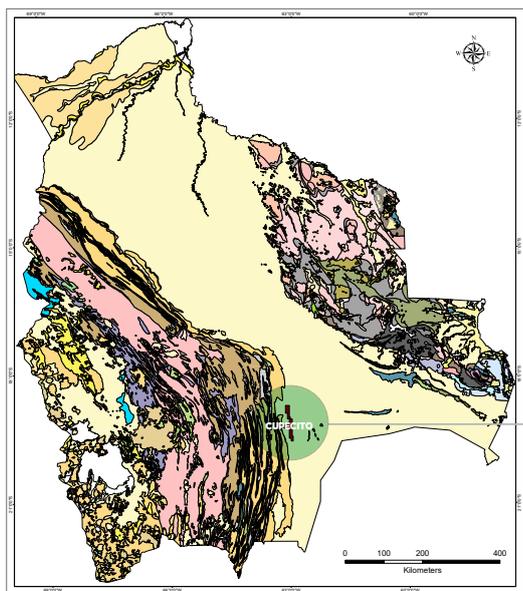


## ÁREA DE EXPLORACIÓN CUPECITO

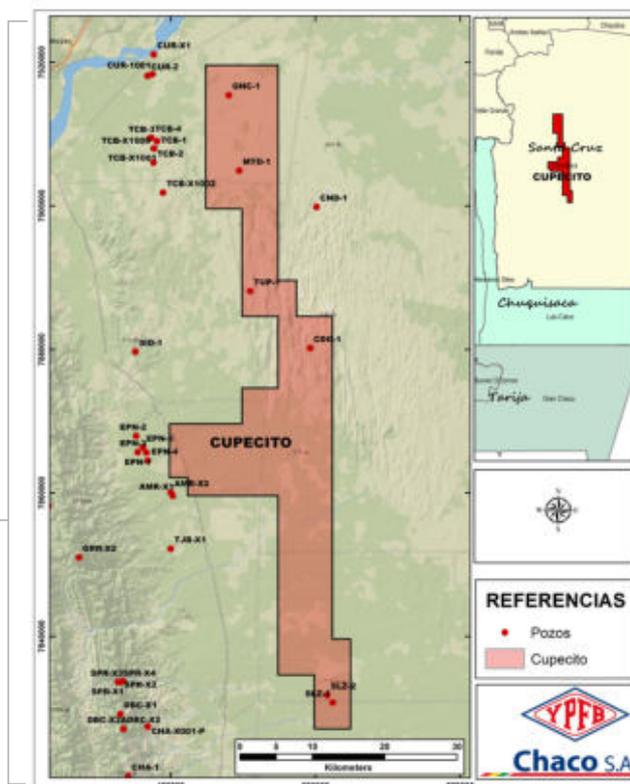
El Área Exploratoria Cupecito se encuentra en la Provincia Cordillera del Departamento de Santa Cruz, al este de los campos Tacobo-Curiche y al sur del Campo El Dorado. Morfo-estructuralmente está situada en la zona de pie de monte dentro del área tradicional de producción hidrocarburífera de Bolivia. La superficie del área Cupecito es de 88125 hectáreas (881,25 km<sup>2</sup>), equivalentes a 35,25 parcelas.

El objetivo de la elaboración del PIE es evaluar el potencial hidrocarburífero del Área Cupecito, a nivel del Sistema Devónico y Terciario basado en los antecedentes de los campos vecinos Tacobo, El Dorado y Curiche.

El PIE fue aprobado por YPFB el 12 de octubre del 2022. Para llevar cabo este proyecto, procedió a la compra de información sísmica y geológica del área, para luego continuar con los trabajos de interpretación, las mismas que fueron programadas para llevarse a cabo en entre octubre de 2022 y julio de 2023.

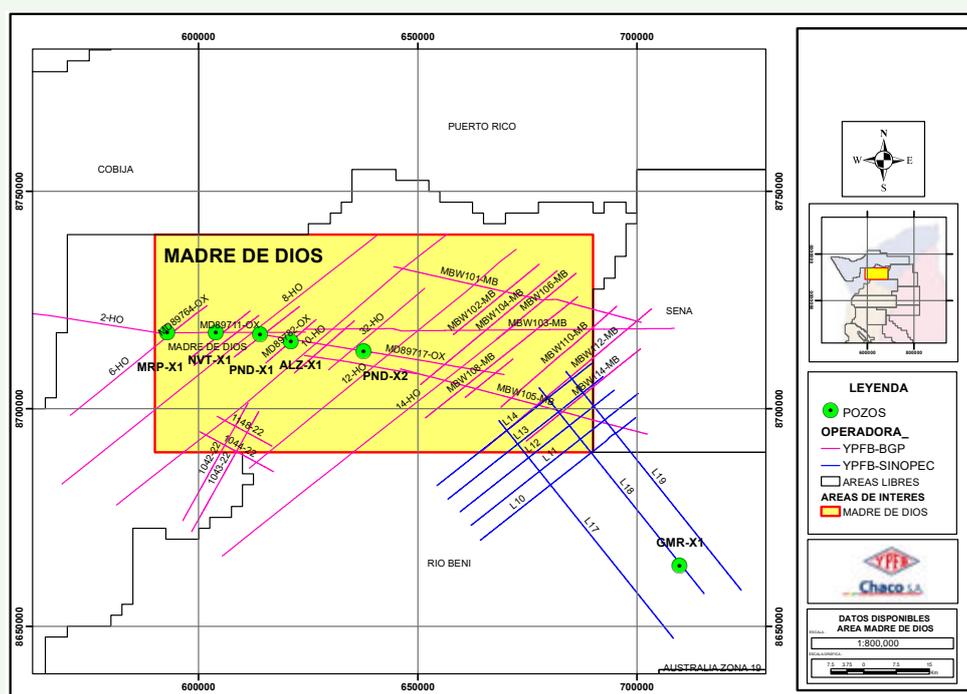


Mapa de ubicación del Área Cupecito.



## ÁREA DE EXPLORACIÓN MADRE DE DIOS

El Área de Exploración Madre de Dios se encuentra ubicada en la cuenca homónima, en el Departamento de Pando. Abarca 5000 km<sup>2</sup> (5 105 ha equivalente a 200 parcelas). El área dispone de 5 pozos perforados en los años 90 y más de 40 líneas sísmicas 2D que han sido compradas e interpretadas por YPFB Chaco S.A. abarcando 1725 km lineales aproximadamente.



Ubicación del Área de Exploración Madre de Dios, datos de pozos y líneas sísmicas disponibles.

En fecha 12 de abril de 2022, YPFB Chaco S.A. solicitó a YPFB autorización para la realización del Proyecto Inicial de Exploración (PIE) en el Área de Exploración Área Madre de Dios. Esta solicitud fue aprobada en fecha 18 de mayo 2022.

El objetivo del PIE es el evaluar el potencial hidrocarburífero de la Formación Tomachi (Devónico Superior) en el Área de Exploración Madre de Dios.

Posteriormente, en fecha 10 de octubre de 2022, YPFB Chaco S.A. solicitó a YPFB extensión del período de estudio para el PIE Área Madre de Dios debido a que, durante parte de la etapa de estudio, no se visualizó potencial exploratorio del tipo convencional en el Área Madre de Dios, al no haberse identificado trampas de tipo estructural en el área de trabajo. Sin embargo, durante este

estudio, se identificó un nivel pelítico con alto contenido de Carbono Orgánico Total (COT) en la base de la Formación Tomachi de edad devónica, en los pozos Pando-X1, Pando-X2, Alianza-X1 y Nueva Victoria-X1, que podría ser de interés exploratorio para Recursos de Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales.

En tal sentido y para llevar a cabo la evaluación del Potencial Exploratorio enfocado en Recursos Hidrocarburiíferos en Reservorios No Convencionales, el 18 de octubre de 2022, YPFB extiende a un plazo máximo de 12 meses el período para la elaboración del PIE del Área Madre de Dios, con fecha de finalización y entrega de resultados el 17 de mayo del 2023.



“

Exploración constante en el sector petrolero es esencial para diversificar economía y garantizar desarrollo sostenible.

”

## ÁREA DE EXPLORACIÓN RÍO BENI

El Área Río Beni se encuentra ubicada en la cuenca Madre de Dios, abarcando parte de los departamentos Pando, La Paz y Beni y cubre un área de 10000 km<sup>2</sup> (106 ha / 400 parcelas). Dispone de 1 pozo exploratorio, Gomero-X1 I.E., perforado en el año 2021 por YFPB, y aproximadamente 40 líneas sísmicas 2D que han sido compradas e interpretadas por Chaco, totalizando 1518 km lineales.



Ubicación del Área de Exploración Río Beni, datos de pozos y líneas sísmicas disponibles.

En fecha 12 de abril del 2022, YFPB Chaco S.A. solicitó a YFPB permiso para la realización del Proyecto Inicial de Exploración (PIE) en el Área de Exploración Río Beni, la misma que fue aprobada por YFPB el 18 de mayo de 2022.

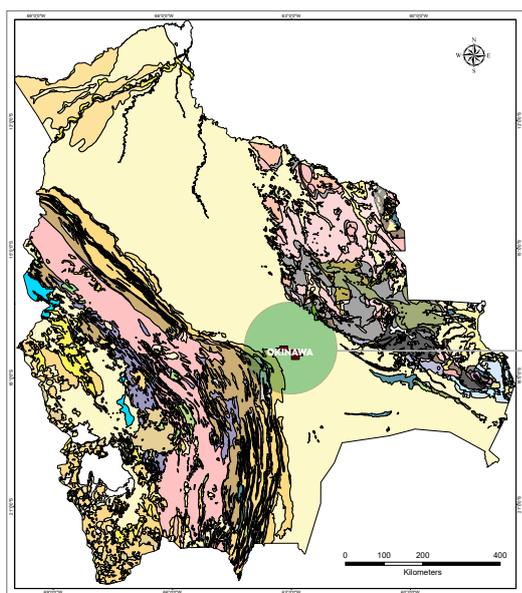
El objetivo del PIE es el evaluar el potencial hidrocarburífero de la Formación Tomachi (Devónico Superior) en el Área de Exploración Río Beni.

Al estar el Área Río Beni colindante con el Área Madre de Dios, se llegaron a las mismas conclusiones de no potencialidad para reservorios convencionales al no identificarse trampas de tipo estructural, en este sentido, YFPB Chaco S.A. solicitó a YFPB una extensión del período de estudio para el PIE Río Beni, con el objetivo de evaluar los niveles pelíticos con alto contenido de Carbono Orgánico Total (COT) de la Formación Tomachi. Esta solicitud fue aprobada por YFPB el 18 de octubre de 2022, finalizando el 17 de mayo de 2023.

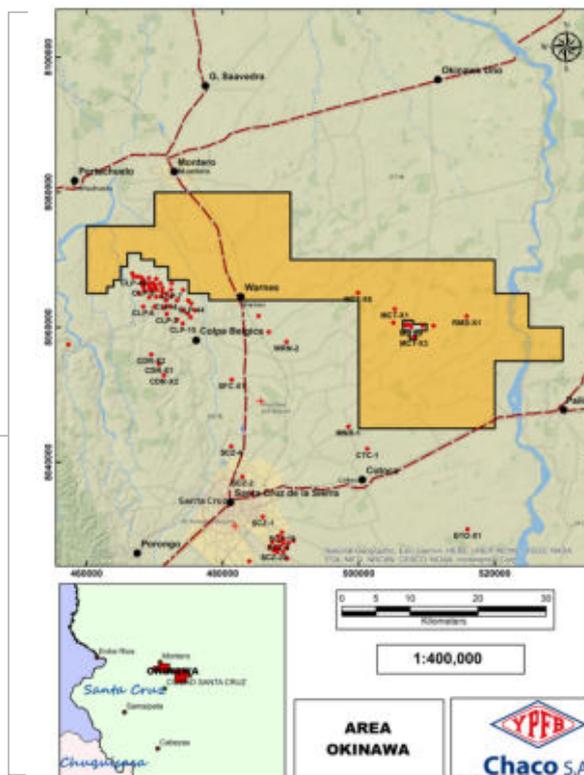
## ÁREA DE EXPLORACIÓN OKINAWA

YPFB Chaco S.A. con el fin de evaluar el potencial hidrocarburífero del Sistema Devónico en el área de Explotación Montecristo y zonas circundantes como es el Área libre a favor de YPFB, Okinawa, solicitó a YPFB autorización para iniciar un Proyecto Inicial Exploratorio para esta área. Esta actividad se basa en la producción de gas-condensado que se tiene actualmente de reservorios arenosos de la Formación Los Monos (Sistema Devónico) en el Campo Montecristo a través del pozo MCT-X8.

El área Okinawa, tienen una extensión superficial de 998.5 km<sup>2</sup>, equivalente a 39.9 parcelas, el campo se ubica a 23 km al noreste de la ciudad de Santa Cruz y políticamente se encuentra dentro de las siguientes Provincias: Warnes, Andres Ibáñez, Chiquitos, Sara y Obispo Santisteban. Dentro del área Okinawa, se han perforado hasta la fecha 10 pozos, de los cuales 6 pozos se encuentran dentro del Campo Montecristo (MCT-X2, MCT-X3, MCT-X4, MCT-X5, MCT-X7, MCT-X8). El Campo Montecristo fue descubierto el año 1976 por YPFB a través del pozo MCT-X2 y que hasta la fecha produce gas-condensado de la Formación Los Monos, a través del pozo MCT-X8.



Mapa de ubicación del Área de Exploración Okinawa



En cuanto a información sísmica, el área Okinawa cuenta con un cubo sísmico de 638 km<sup>2</sup>, adquirido el año 1998 por el grupo 47 de Unión Geofísica Argentina sucursal Bolivia y 52 líneas sísmicas 2D que suman una longitud de 1582 km lineales, las cuales atraviesan toda la extensión del área Okinawa.

El 27 de octubre de 2022, YPFB Chaco S.A. solicitó a YPFB autorización para la elaboración de un Proyecto Inicial de Exploración (PIE) en el área reservada a favor de YPFB denominada Okinawa, la misma que fue aprobada por YPFB en fecha 24 de noviembre de 2022, otorgándole un periodo de 6 meses para este estudio.

## ÁREAS EN PROCESO DE DEVOLUCIÓN

En la gestión 2022-2023, se procedió a la devolución de las siguientes áreas exploratorias,

### Área San Miguel

Concluida las operaciones de perforación del pozo SMG-X2 ST5 que encontró el tope de la Formación Roboré en la profundidad de 5232 m MD (123 m más alto estructuralmente que en el pozo vertical). Con los resultados de la prueba DST efectuada en la Formación Roboré, donde se recuperó agua con salinidad 12 a 17000 ppm de NaCl, se determinó el abandono del pozo y devolución del Área Exploratoria San Miguel.

Los trabajos de remediación de la planchada y mantenimiento del camino para uso vecinal finalizaron el 24 de octubre del 2022. Se realizó la colocación de plantines en banquetas de planchada y talud de camino de acceso. Se realizó el mejoramiento de camino, apertura de drenaje, colocado de ripio en el sector del campamento de perforación y restauración de áreas intervenidas. Concluidos los trabajos de remediación, pasada la próxima época de lluvias (diciembre-marzo 2023), se realizará una inspección de los trabajos realizados para ver si es necesario realizar un mantenimiento, para obtener la conformidad por la autoridad ambiental competente.

### Área Aguaragüe Centro

En Aguaragüe Centro se llegó a efectuar una Declaratoria de Comercialidad, gracias al resultado positivo del pozo exploratorio Aguaragüe Centro-X1 (AGC-X1), descubridor de reservas de hidrocarburos en la Formación Icla del Sistema Devónico. Al no haberse identificado otras zonas prospectivas en el resto del área y al descartarse la posibilidad de perforación del pozo San Antonio Oeste (SON-X1), se recomendó la devolución total del área remanente de exploración.

### Área Iñiguazu

El Contrato de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación del área Iñiguazu, fue suscrito por un consorcio de cinco empresas del sector: YPFB Andina 46,555%; YPFB Chaco 13,455%; Repsol 15,00%; Shell 15,00%; PAE 10,00%, de las cuales Repsol fue designada como empresa operadora.

Los trabajos exploratorios en la Fase I del CSP, se realizaron mediante el reproceso sísmico 2D, con resultados suficientes como para realizar una interpretación sísmica del área.

La interpretación sísmica-estructural permitió identificar dos láminas estructurales en las que la Formación Huamampampa estaría involucrada. Las láminas fueron denominadas como somera (bloque alto) y profunda (bloque bajo). Las dos láminas estructurales fueron probadas por los pozos INGX3 e IÑG-X4 (somera) y BUY-X2 (profunda), resultando ambas láminas improductivas en cuanto a presencia comercial de hidrocarburos. Además, en función de la interpretación efectuada, se llegó a determinar que la lámina profunda en el sector del area de Iñiguazu tendría una menor cota estructural que el sector norte donde se perforó el pozo BUY-X2, por lo que el operador concluyó que la prospectividad del Área Iñiguazu es muy baja. Por este motivo, el consorcio determinó no pasar a la Fase 2 del CSP y proceder a la devolución del área, culminando así con el Contrato de Servicios Petroleros.



# ACTIVIDADES EN ÁREAS DE EXPLORACIÓN NO OPERADAS

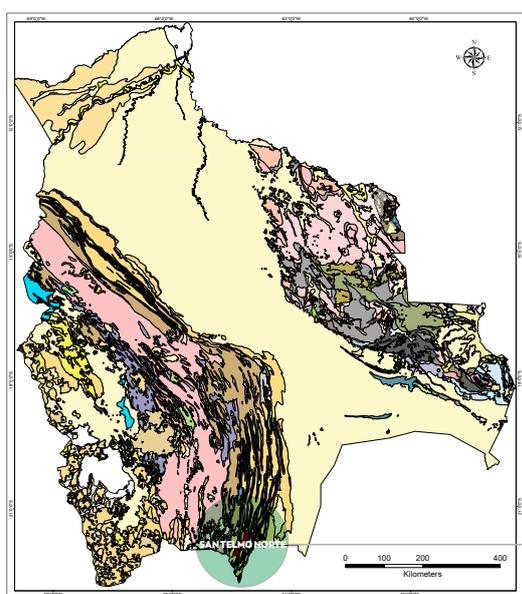
## ÁREA DE EXPLORACIÓN SAN TELMO NORTE

El Área de Exploración San Telmo Norte se encuentra entre las provincias Arce, O'Connor y Gran Chaco del Departamento de Tarija, dentro de la Zona Tradicional de Hidrocarburos de Bolivia. Tiene una extensión de 952.5 km<sup>2</sup> que equivalen a 38.1 parcelas.

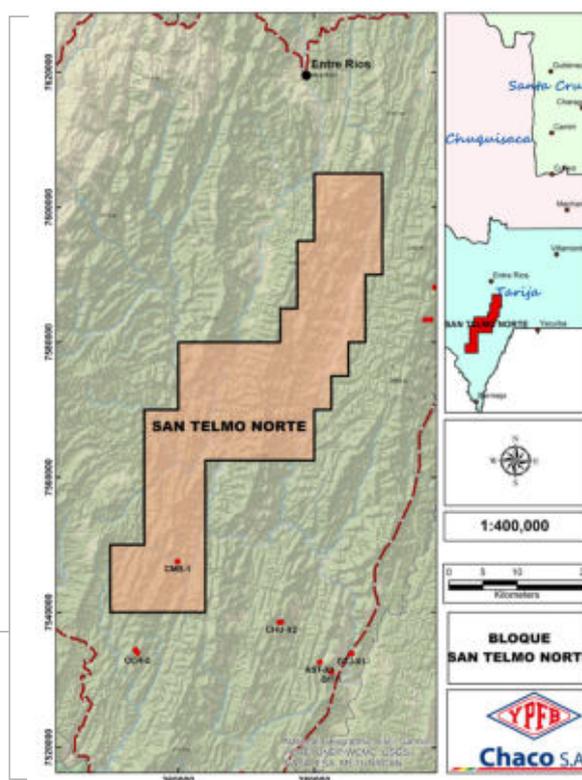
El CSP, fue protocolizado el 05 de julio de 2018, suscrito entre YFPB y las empresas Petrobras Bolivia S.A. (60%, Operador) y YFPB Chaco S.A. (40%). Debido a problemas sociales, desde el 28 de junio del 2019 el área se encuentra en Fuerza Mayor y sigue vigente hasta la fecha. Contractualmente, el área está en el año 1 de la Fase 1 del Periodo Inicial de Exploración, quedando remanentes 2.4 años de dicha fase.

Con el fin de viabilizar el proyecto, se ubicó una locación fuera de la Reserva Nacional de Flora y Fauna Tariquí (RNFFT) para construir la planchada del pozo pionero Domo Oso-X3 (DMO-X3), el cual tendrá por objetivo evaluar el potencial exploratorio de las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa del Bloque Alto, con una profundidad final de 3600 m MD.

Actualmente se están evaluando escenarios de desarrollo fuera de la RNFFT y además se están analizando oportunidades exploratorias en la parte sur del área.



Mapa de ubicación del Área de Exploración San Telmo Norte

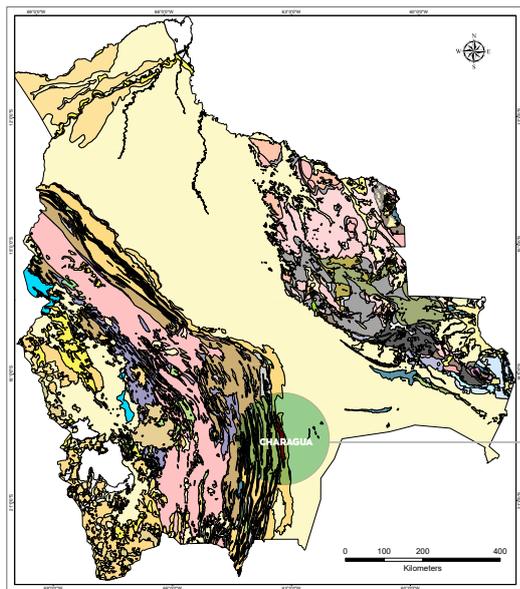


## ÁREA DE EXPLORACIÓN CHARAGUA

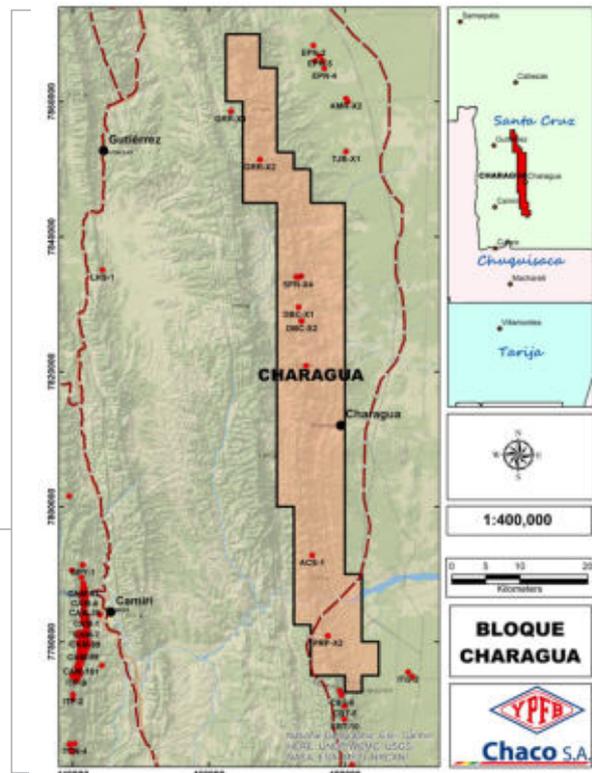
El Área de Exploración Charagua se encuentra en la Provincia Cordillera del Departamento de Santa Cruz, aproximadamente a 160 km al sur de la ciudad de Santa Cruz, dentro los límites de la Zona Tradicional de Hidrocarburos, cubriendo una superficie de 84.375 hectáreas (843,75 km<sup>2</sup>), extensión areal retenida después de la reversión de 14.875 hectáreas (148,75 km<sup>2</sup>) como parte del proceso para continuar con fase subsiguiente (Fase II).

El Contrato de Servicios Petroleros (CSP) de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, fue suscrito entre YPFB e YPF E&P Bolivia S.A. (YPF) en fecha 26 de julio de 2017. Posteriormente, en fecha 16 de agosto de 2021, se firmó la Cesión del CSP asignando 40% a YPFB Chaco S.A.

En base a la interpretación de los datos geológicos y geofísicos del área, se identificó un prospecto denominado Charagua, en el cual se propuso la perforación del pozo CHA-X1, que tiene como objetivo evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones devónicas Icla y Santa Rosa. El pozo tendrá una profundidad de 5000 metros aproximadamente.



Mapa de ubicación del Área de Exploración Charagua





## ACTIVIDADES DE DESARROLLO

La Gerencia de Desarrollo de YPF Chaco S.A. tiene a su cargo las tareas de gerenciamiento de las reservas de Gas y Petróleo en las diferentes áreas y campos bajo contrato de operación. Con la misión de generar proyectos que encuentren nuevas reservas y permitan el reemplazo de las que están en producción y desarrollar de manera económica y eficiente los campos de gas y petróleo; se realizan trabajos de interpretación y procesamiento de información geológica, de reservorio y de producción, así como labores de supervisión en campo, con el objetivo de maximizar el recobro de los volúmenes de hidrocarburos.

Entre los logros para la adición de nuevas fuentes para el sostenimiento de los niveles de producción, durante la Gestión 2022-2023, se listan los siguientes:

### Instalación de líneas dosificadoras de surfactante

En las diversas Áreas de Operación se registró incremento agresivo en la producción de agua de formación en los pozos en flujo sostenido. Para auxiliar en la evacuación de líquidos y agua de producción y lograr producción estable, fue provisto el análisis y pronóstico de producción para la instalación una línea capilar de dosificación continua de surfactantes en fondo de pozo. Pozos con sistema capilar BBL-14LL, BBL-19LL, CAI-1002LC, CAI-1002LL, CAI-12LL, CAI-13, CAI-1001LL, SRS-08, SRS-09, VGR-22.

### Simulación de Flujo de Hidrocarburos en Superficie

Fue actualizado el proyecto de optimización del sistema de compresión de Planta Santa Rosa para todos los pozos de los campos Junín y Junín Este, a efecto de evaluar la incidencia de la instalación del sistema de compresión de baja (200 psi) en el sector Oeste del Complejo Santa Rosa. El proyecto se halla en fase de implementación con puesta en marcha estimada para noviembre de 2023.

### Simulación de Flujo de Hidrocarburos en SubSuperficie

Fueron construidos los modelos de simulación de flujo en subsuperficie de los campos Bulo Bulo (Roboré 1), Caigua (Santa Rosa) y El Dorado (Guanacos), a efecto de estudiar oportunidades de desarrollo en la forma de fuentes futuras y el sostenimiento de la producción mediante el mejoramiento de las condiciones de flujo de cada pozo en producción.

### Ingreso en Producción en Campo Los Monos – Aguaragüe Centro

Fueron emitidas las recomendaciones de control de reservorio y gestión de apertura secuencial de pozos que derivó en la puesta en producción regular y sostenida de los campos Los Monos y Aguaragüe Centro con los pozos AGC-X1, LMS-X12 y LMS-X13, que incrementaron los volúmenes entregados de YPF Chaco con caudales iguales a 23 MMscfd de gas de venta.

### Rehabilitación de Pozos a Producción Regular y Sostenida

En las diversas Áreas de Operación fueron realizados estudios para la rehabilitación a producción regular y sostenida de pozos con cese de flujo por condiciones asociadas a problemas mecánicos o de facilidades de superficie. Los pozos rehabilitados durante el periodo 2022-2023 fueron BBL-11LL, CAI-09, CAI-1001LC.

### Proyectos de Perforación de Pozos de Desarrollo

A efecto de procurar el sostenimiento de los volúmenes de producción de gas natural de YPF Chaco S.A. fueron estudiadas, conceptualizadas, definidas y emitidas oportunidades que se plasmaron en propuestas de perforación de pozos de desarrollo en los campos Palometas NW, Junín y El Dorado. Los proyectos PNW-6D (Ayacucho), JNN-9D (Piraí y Sara) y FLA-3H (Guanacos) fueron aprobados para ejecución en la gestión 2023.

### Declaratoria de Comercialidad campo San Ignacio

Las gestiones realizadas para la aprobación de la Declaratoria de Comercialidad de campo San Ignacio (Arenisca N°1) permitió la puesta en producción regular y sostenida del campo con los pozos SIG-X1 WO y SIG-2D que incrementó los volúmenes entregados de YPF Chaco con caudales iguales a 7.0 MMscfd de gas de venta y 10 bpd de condensado de petróleo.

### Proyectos de Intervención de Pozos

Con la premisa de incrementar los volúmenes de producción de gas y petróleo de YPF Chaco S.A. fueron estudiadas, conceptualizadas, definidas y emitidas oportunidades que se plasmaron en propuestas de intervención de pozos en los campos Patujusal, Los Cusis, Humberto Suárez Roca y El Dorado. Los proyectos PJS-07 WO (Petaca), LCS-4D WO (Petaca) y HSR-10 WO (Sara) fueron aprobados y ejecutados durante la gestión 2022. El proyecto DRS-1005 fue aprobado para ejecución durante el segundo semestre de la gestión 2023.

## ESTUDIOS DE GEOLOGÍA

La planificación y ejecución de estos proyectos suponen la participación de los profesionales de la unidad en la responsabilidad de llevar adelante los procesos de licitación para contratar los servicios necesarios para estos fines. Asimismo, durante la vigencia de los contratos de servicios, los profesionales de la Gerencia son los responsables de la administración, seguimiento y fiscalización durante su ejecución.

Nuestro personal se encuentra ampliamente facultado para la realización de los proyectos técnicos de importancia fundamental para nuestra empresa merced a su profundo compromiso, nivel profesional y capacidad técnica. Cualidades que son amplificadas y complementadas con capacitación y con el relacionamiento con especialistas de renombre mundial. Tal es el equipo que asume los retos técnicos y satisface las necesidades de mediano, corto y largo plazo que tiene nuestra empresa y la corporación YPFB. Nuestros resultados exitosos, son fruto de un trabajo realizado con entusiasmo, responsabilidad, ética e integridad, asumiendo el serio compromiso de cumplir con el rol que nos confiere el servicio a la Patria.



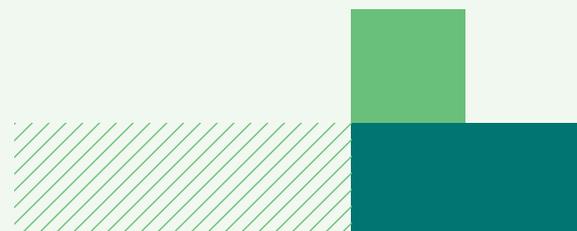
## EVALUACIÓN PROSPECTIVA CAMPO PERCHELES

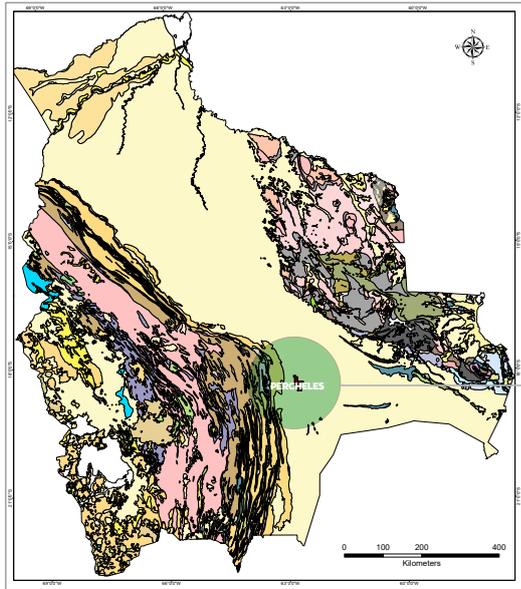
Este proyecto tuvo como principal objetivo identificar potenciales zonas para la acumulación de hidrocarburos en el Carbonífero, aplicando un flujo de trabajo de inversión sísmica elástica. Para este fin, se desarrolló un flujo de trabajo que consistió principalmente en tres etapas:

- Reprocesamiento del cubo sísmico de Percheles, enfocado a la preservación de las verdaderas amplitudes de la señal sísmica. Actividad desarrollada entre los meses de Julio de 2021 a febrero del 2022.
- Análisis AVO e inversión sísmica elástica. Estudio realizado a partir de los gathers sísmicos obtenidos durante el reprocesamiento del cubo 3D. Dicha actividad se desarrolló entre los meses de marzo a junio de la gestión 2022.
- Caracterización litológica y extracción de geocuerpos identificados en el Carbonífero. Esta actividad se llevó a cabo entre los meses de julio a noviembre del 2022.

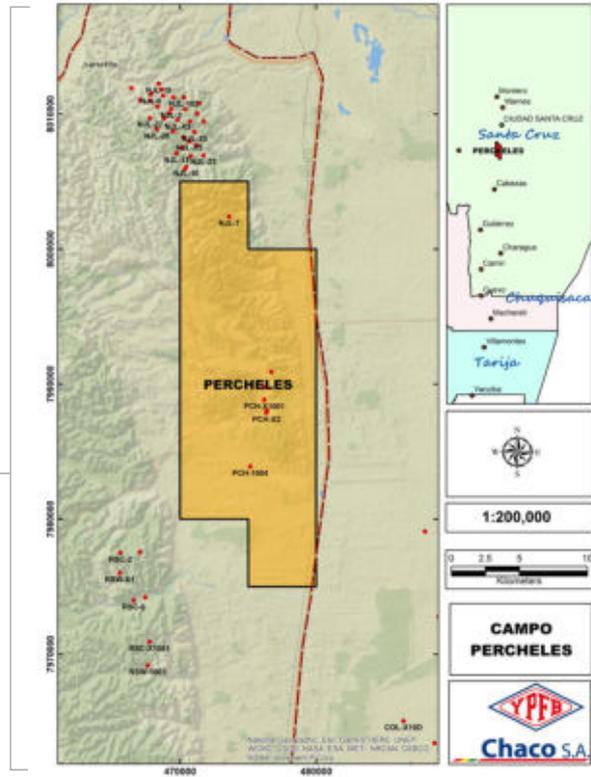
Como resultado del proyecto se logró identificar cinco (5) geocuerpos que se ubican en el sector sur-oeste del bloque alto de la estructura Percheles, de los cuales uno correspondería a la Formación Escarpment y cuatro pertenecerían a la Formación Tarija. Estos geocuerpos confirman el desarrollo de facies arenosas correspondientes a rellenos de canal en el sector suroeste del bloque alto de la estructura de Percheles. El único geocuerpo que fue atravesado por los pozos perforados en el campo, es el geocuerpo denominado Tarija Ar\_1, el cual presentó buenos indicios de gas durante la perforación. El resto de los geocuerpos identificados no han sido atravesados por ninguno de los pozos perforados hasta la fecha.

Adicionalmente, en la gestión 2022, se dio inicio a procesos de interpretación de la Formación Iquiri (Sistema Devónico), con objetivos de evaluar su potencial hidrocarburífero en los diferentes bloques estructurales que conforman la estructura de Percheles.





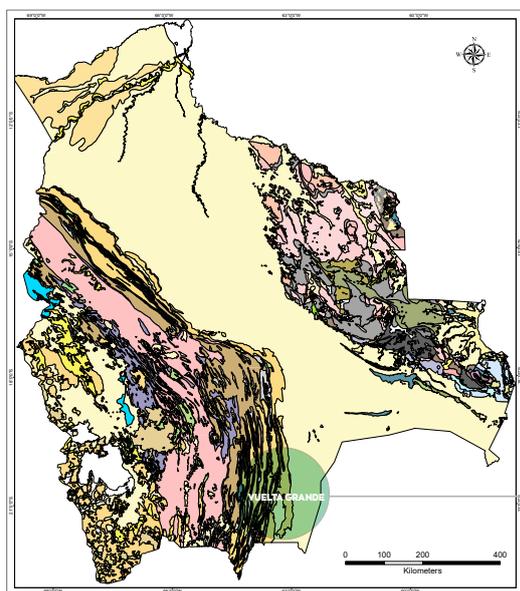
Mapa de ubicación del Campo Percheles



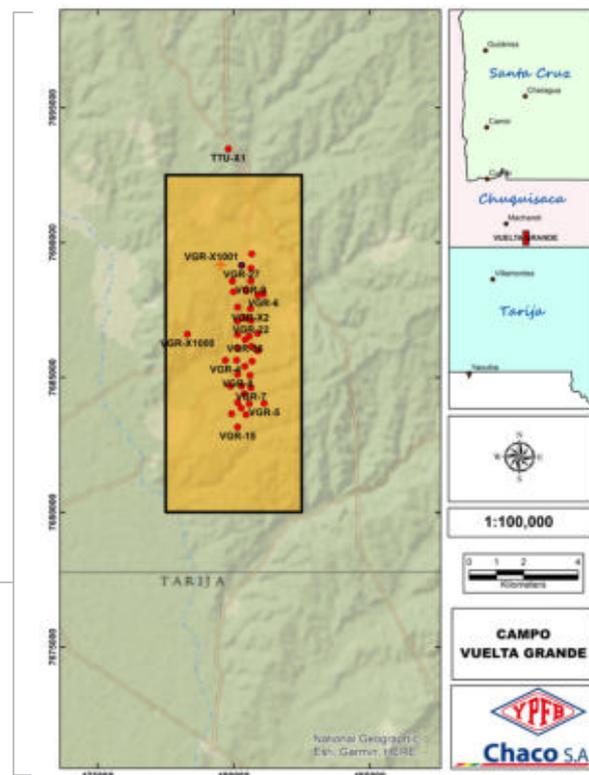
## PROSPECTO EXPLORATORIO CARBONIFERO BLOQUE BAJO FALLA VUELTA GRANDE

Dentro del plan de búsqueda de nuevas oportunidades hidrocarburíferas, se encaró la reinterpretación del campo Vuelta Grande, esto con el propósito de evaluar el potencial exploratorio del bloque bajo de la falla Vuelta Grande. Se interpretó que en el bloque bajo existe una potencial trampa de hidrocarburos relacionada a formaciones del Carbonífero, específicamente la Formación Chorro. La interpretación sísmica-estructural del cubo 3D que cubre esta área, muestra el desarrollo de una estructura anticlinal orientada en sentido nortesur, de bajo relieve, alrededor de 120 m, confinada por la falla Vuelta Grande por el oeste y una falla inversa de poco rechazo.

Con la información obtenida, se propuso la perforación del pozo VGR-X1001 con la finalidad de evaluar el potencial hidrocarburífero de niveles arenosos de la Formación Chorro.



Mapa de ubicación del Campo Vuelta Grande



En el último trimestre de la gestión 2022, se trabajó en adecuación de la planchada del pozo VGR-27, la que será utilizada para el montaje del equipo de perforación para que a inicios del año 2023 se dé inicio a las actividades perforatorias de este pozo.

## ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN

Para la ejecución de los proyectos programados para la gestión 2022-2023 se emplearon cuatro Equipos de Perforación.





## OPERACIONES DE PERFORACIÓN POR CAMPO

### CAMPO ITACARAY

#### POZO: ITY-X1 ST2

El pozo ITY-X1 inició operaciones en fecha 23/05/2021. En base a la recuperación litológica y correlación de GR\_LWD, se ingresó a la Formación Huamampampa en 2286 m y se continuó perforando hasta 2370 m. Posteriormente, se realizó la prueba DST#1 en el Tramo 2286 m a 2370 m, con resultados conclusivos. Se continuó con la perforación del pozo ITY-X1 hasta alcanzar la profundidad de 3259 m, se procedió a la adquisición e interpretación de registros eléctricos, datos con los que se actualizó el modelo geológico estructural, lo que soportó la propuesta de realizar un Sidetrack Geológico orientando la trayectoria del pozo en dirección Oeste.

El pozo ITY-X1 ST Geológico inició el 25 de enero del 2022 en la profundidad de 2825 m (KOP) dentro de la Formación Huamampampa. Alcanzada la profundidad de 3488 m, se observó fuga de lodo en el wash pipe del Top Drive, se procedió a sacar herramienta y en 3479 m se aprisionó la sarta por pega diferencial, después de varios intentos tratando de librar la herramienta con resultado negativo, se decidió realizar un Sidetrack Mecánico.

El pozo ITY-X1 ST2 Mecánico inició en 3174 m (KOP), atravesando rocas de la formación Huamampampa e Icla, desde 3260 m se recuperaron por efecto de falla rocas del Sistema Carbonífero. Alcanzada la profundidad de 3776 m, se procedió a adquirir registros eléctricos y VSP (Sísmica). Con esta información se actualizó el modelo geológico estructural y se vio la necesidad de modificar la trayectoria del pozo hacia la verticalidad, así también, la modificación del TD del pozo ITY-X1 ST2 hasta 5500 m MD.

Se continuó perforando hasta 4170 m donde se alcanzó la verticalidad del pozo y se corrió registros eléctricos. Con la interpretación del perfil de imagen se actualizó el modelo geológico estructural estimando alcanzar el reservorio Huamampampa BB en 5600 m, de esta manera se modificó el TD del pozo a 5800 m. Posteriormente, se bajó y cementó CSG 9.5/8" en 4164 m.

A mediados del mes de agosto, se reinició la perforación de la Sección 8.½” desde 4170 hasta 4677 m, profundidad a la que se realizó registro perfil de imágenes y resistividad. Producto de la interpretación de los registros, se actualizó el modelo geológico estructural, decidiendo mantener la verticalidad y el TD del pozo en 5800 m (Tope Fm. Huamampampa BB en 5600 m).

Se continuó perforando la Sección 8.½”. En 5220 m, se ingresó a la Fm. Los Monos y en 5302 m producto de falla se ingresó nuevamente a la parte media de la Fm Iquiri. Posteriormente, una serie de repeticiones por falla hicieron que mientras se profundizaba el pozo se recuperen rocas cada vez más jóvenes, hasta que en la profundidad de 5706 m se ingresó a la Formación Itacua (Carbonífero). Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo del 2023, se continúa perforando la Sección 8.½” en 6138 m.





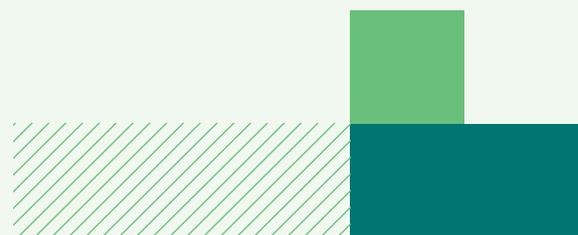
## CAMPO LOS CUSIS

### POZO: LCS-4 WO

Los Cusis 4 (LCS-4) es un pozo vertical, productor del campo Los Cusis. El objetivo principal de esta intervención fue retirar el arreglo de producción, ampliar el tramo productor y bajar un arreglo simple 2.7/8" con mandriles de Gas Lift y empaque de grava para recuperar producción de la arena Petaca. En fecha 21 de octubre del 2022, se aceptó el equipo ANTAR-007 de la compañía Equipetrol para iniciar operaciones de intervención, recuperó tubería 2.7/8" CS-HYD, tensionando y liberando del conjunto de sellos enchufado en packer de producción. Posteriormente recuperó packer 7" SC-1.

Realizó carrera de limpieza de grava con caños lavadores, en 3 carreras logró lavar en su totalidad, para luego bajar BHA de pesca y recuperar ensamble de empaque de grava + filtros. Corrió RREE PNX-GR para determinar saturación de agua y RREE UCI modo corrosión para determinar estado de la cañería de producción.

Con arreglo TCP-DST realizó baleo y prueba en tramo 1537-1545 m (formación Petaca). Bajó Arreglo Final con ensamble para empaque de grava + filtros. Realizó empaque de grava. Bajó arreglo Final con tubería 2.7/8", enchufó en packer 7". Cambio fluido intervención por fluido empaque. Apartó conjunto BOP 7.1/16" 5M + spool espaciador y colocó arbolito de producción 2.9/16" 5M. Instaló BPV y aseguró pozo. El 19/11/2022 liberó Equipo ATR-007 e inició operaciones de DTM hacia pozo PJS-7.



## CAMPO PATUJUSAL

### POZO: PJS-7 WO

El pozo Patujusal 7 (PJS-7) es un pozo vertical, productor del campo Patujusal. El objetivo principal de esta intervención fue retirar el arreglo de producción, ampliar el tramo productor con nuevos baleos y bajar un arreglo simple 3.1/2" con mandriles de Gas Lift y empaque de grava para recuperar producción de la arena Petaca.

En fecha 27 de noviembre del 2022, se aceptó el equipo ANTAR-007 de la compañía Equipetrol para iniciar operaciones de intervención, recuperó tubería 2.7/8" CS-HYD, tensionando y liberando del conjunto de sellos enchufado en packer de producción. Posteriormente recuperó packer Quantum 7".

Realizó carrera de limpieza de grava con Caños Lavadores, para luego bajar BHA de pesca y recuperar ensamble de empaque de grava + filtros. Corrió RREE PNX-GR para determinar saturación de agua y RREE Multifinger para determinar estado de la cañería de producción.

Realizó baleo en tramo 1582-1587.5 m y 1589-1590.5 m (Ar. Petaca). Bajó Arreglo Final con ensamble para empaque de grava + filtros. Realizó empaque de grava. Bajó arreglo Final con tubería 3.1/2", enchufó en packer. Cambio fluido intervención por fluido empaque. Apartó conjunto BOP 7.1/16" 5M + spool espaciador y colocó arbolito de producción 3.1/8" 5M. Instaló BPV y aseguró pozo. El 22/12/2022 liberó Equipo ATR-007 e inició operaciones de DTM hacia pozo HSR-10.



## CAMPO HUMBERTO SUARÉZ

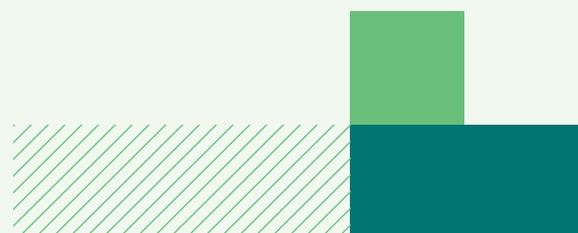
### POZO: HSR-10 WO

El pozo Humberto Suarez 10 (HSR-10) es un pozo vertical, productor del campo Humberto Suarez. El objetivo principal de esta intervención fue retirar el arreglo de producción, realizar nuevo baleo y bajar un arreglo simple 2.3/8" con mandriles de Gas Lift, realizar ExTension Pac para recuperar producción de la arena Sara.

En fecha 29 de diciembre del 2022, se aceptó el equipo ANTAR-007 de la compañía Equipetrol para iniciar operaciones de intervención, recuperó tubería 2.3/8" CS-HYD, tensionando y liberando del conjunto de sellos enchufado en packer de Producción. Posteriormente recuperó packer 7" VTA + filtros.

Realizó carrera de limpieza con trépano 6". Corrió RREE PNx-GR para determinar saturación de agua y RREE Multifinger para determinar estado de la cañería de producción.

Realizó baleo en tramo 2113-2120 m (Ar. Sara). Bajó Arreglo Final con ensamble para ExTension Pac + filtros. Realizó ExTension Pac. Bajó arreglo Final con tubería 2.3/8", enchufó en packer. Cambio fluido intervención por fluido empaque. Apartó conjunto BOP 7.1/16" 5M + spool espaciador y colocó arbolito de producción 2.9/16" 5M. Instaló BPV y aseguró pozo, finalizó operaciones el 14/01/2023.



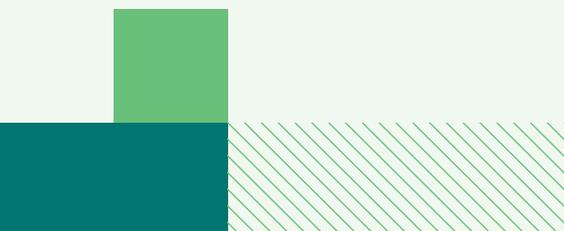
## CAMPO VUELTA GRANDE

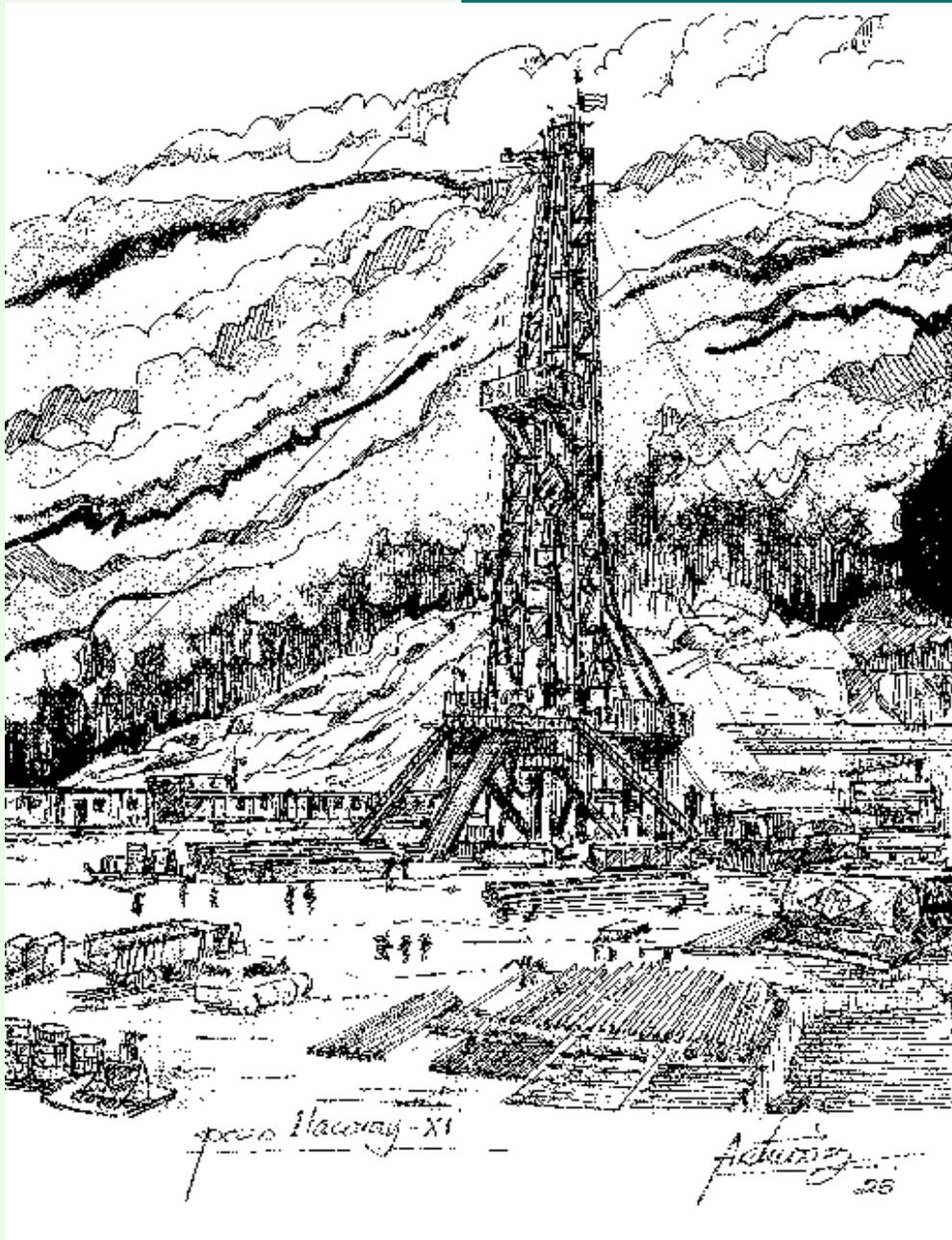
### POZO: VGR-X1001

El Prospecto Exploratorio Carbonífero bloque bajo de la Falla Vuelta Grande, tenía como objetivos principales a las areniscas de la Formación Chorro (Sistema Carbonífero). Con 3800m, se estimaba atravesar totalmente los dichos objetivos ingresando +/- 50m dentro de la formación Itacuamí BB.

El pozo VGR-X1001 inició operaciones el 10 de enero de 2023, la perforación del tramo de 17.1/2" alcanzó la profundidad de 1202.6 mMD, seguidamente se realizó una carrera de registros eléctricos y se bajó la cañería 13.3/8" hasta la profundidad de 1198.6 mMD, cementándose la misma hasta superficie. Posteriormente, se perforó el tramo 12.1/4" hasta la profundidad de 3245 mMD, se corrieron registros eléctricos para evaluar la petrofísica de las formaciones y seguidamente se bajó la cañería 9.5/8" hasta 3240 mMD, se cementó la misma. Se continuó con el avance de la perforación, con el tramo 8.1/2", llegando a atravesar los objetivos propuestos inicialmente, con los datos obtenidos, se realizó la solicitud de profundización hasta 4300 mMD a fin de continuar evaluando el potencial hidrocarburífero de otros niveles carboníferos más profundos. Consecuentemente la perforación del tramo 8.1/2" alcanzó la profundidad de 4560 mMD, se realizaron los registros eléctricos correspondientes programado y posteriormente se bajó el liner de 7" hasta 4558 mMD.

La Gerencia de Exploración y Desarrollo de YPF Chaco S.A. realizó una nueva evaluación del modelo geológico, debido a que el pozo VGR-X1001 atravesó los niveles objetivos del Carbonífero Inferior con muy bajos indicios de hidrocarburos, se decidió profundizar hasta alcanzar niveles arenosos de la formación Los Monos, se generó el Manejo de Cambio (MOC). La sección 6" se perforó hasta 5000 mMD, a esta profundidad se corrió todo el set de registros eléctricos para evaluar la formación Los Monos, se bajó el liner de 5" pre perforado, asentándolo a la profundidad de 4998 mMD.





Dibujo: Arturo Zambrana R.

## CAMPO ASTILLERO

### POZO: AST-X1

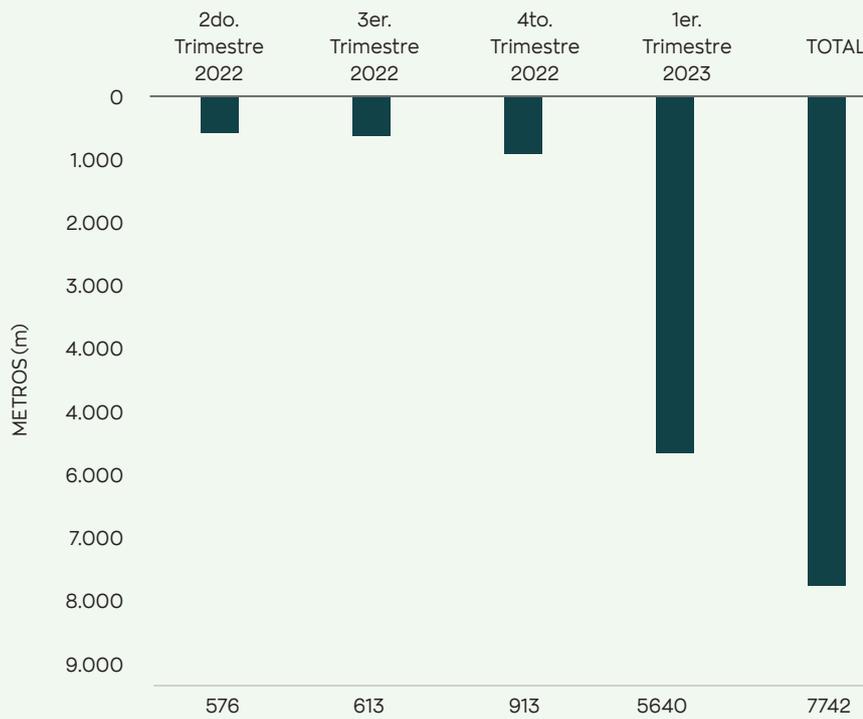
El área Astillero se encuentra en la provincia Arce del departamento de Tarija. Forma parte del lineamiento estructural que conforma la serranía Candado-Saurano, sobre el mismo lineamiento estructural del bloque Caipipendi en los límites del Subandino Sur de Bolivia. Colinda al norte con el área Iñiguazu, al sur con el área Toro y Bermejo, al oeste con el anticlinal Churumas y al este la línea estructural Aguaragüe en territorio argentino. El objetivo principal es evaluar el potencial hidrocarburífero de las areniscas del devónico Huamampampa y Santa Rosa, con una profundidad final estimada de 6200 m.

El pozo AST-X1 Inició operaciones de perforación el 24/03/23 a las 12.00 a.m. Perforó agujero vertical de 30” hasta 151 m con: 20 Klb WOB, 80 rpm, 400 gpm, 140 psi, 2-4 Klb-ft TQ. ROP: 1.56 mph. Sifoneando ante pozo. Realizó carrera corta de 151 a 12 m. En 151 m circuló y largó totco.

Sacó y desarmó Hta de 151 m a superficie.

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo del 2023, el equipo SNP 50 se encontraba en Etapa de Perforación del agujero de 30”.

METROS PERFORADOS GESTIÓN 2022-2023



## CONTRATACIÓN DE SERVICIOS

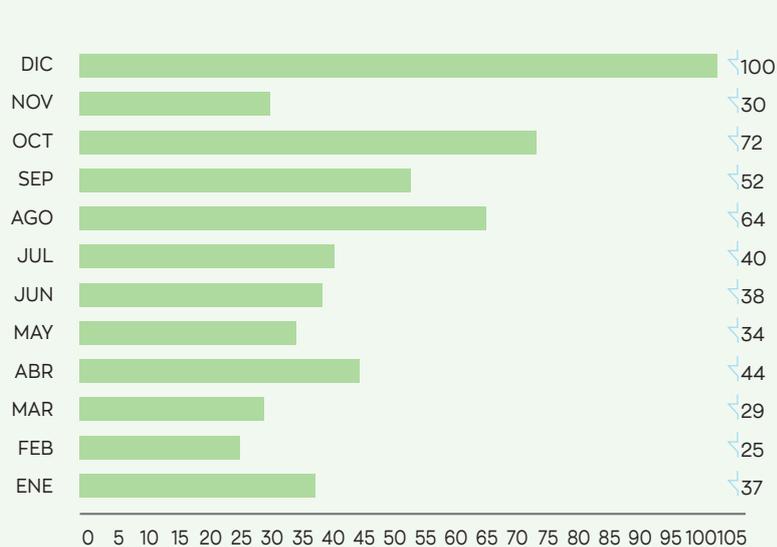
A la conclusión de la gestión 2022, como resultado de Procesos de Contratación por Licitación, Contratación Menor y Contratación Directa se registraron 565 contratos suscritos.

El siguiente cuadro, presenta la relación de cantidad de contratos generados durante los últimos doce meses, cuyo comportamiento es cíclico, siendo notables los meses de agosto, octubre y diciembre de acuerdo con los requerimientos de la empresa, con la finalidad de contribuir al logro de los objetivos establecidos para la gestión 2022.

### CONTRATOS POR MES/MONTO (EN MILES DE DÓLARES AMERICANOS)

MESES	MONTO CONTRATOS	CANTIDAD CONTRATOS
ene	3.364	37
feb	985	25
mar	3.083	29
abr	9.758	44
may	9.287	34
jun	2.411	38
jul	638	40
ago	3.886	64
sep	5.392	52
oct	11.252	72
nov	15.992	30
dic	7.093	100
<b>TOTAL</b>	<b>73.141</b>	<b>565</b>

## CONTRATOS SUSCRITOS POR MES/CANTIDAD



Fuente: ERP LABS, vía R-LABS, elaboración propia

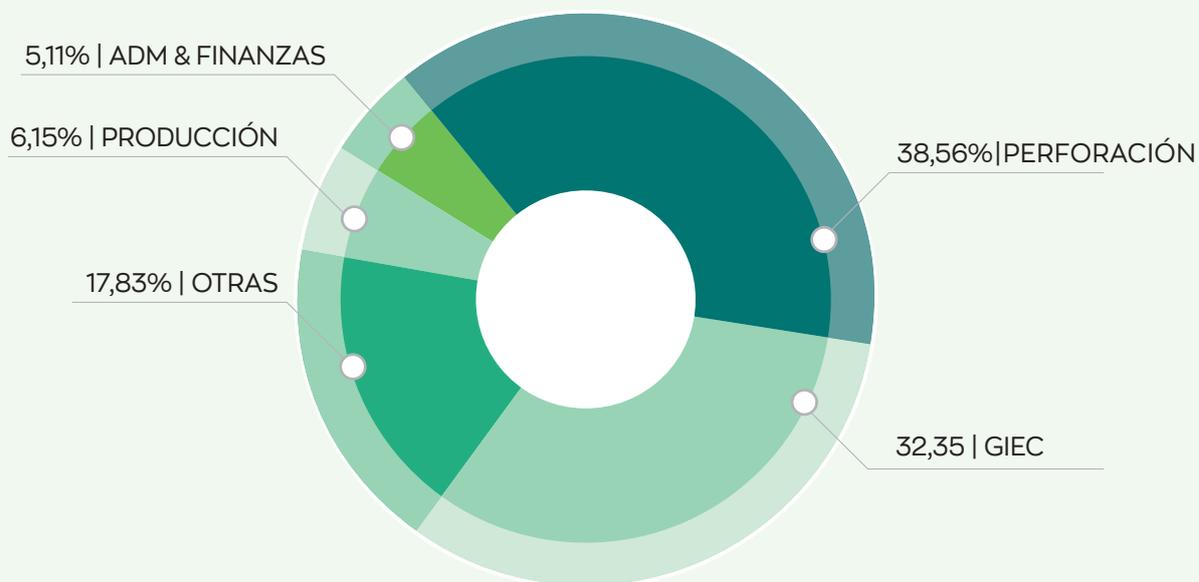
CONTRATOS POR GERENCIA/UNIDAD SOLICITANTE  
(EXPRESADO EN MILES DE DÓLARES AMERICANOS)

GERENCIA/UNIDAD	CANTIDAD CONTRATOS	IMPORTE \$us	% (\$us.)
ADM&FINANZAS	39	3.943	4,42%
GSSARC	106	1.968	2,21%
EXPLORACIÓN Y DESARROLLO	42	6.647	7,46%
GERENCIA GENERAL	21	666	0,75%
GIEC	47	30.413	34,13%
LEGAL	19	116	0,13%
PERFORACIÓN	121	36.248	40,68%
PLANIFICACIÓN	0	-	0,00%
PRODUCCIÓN	60	4.744	5,32%
TALENTO HUMANO	67	1.372	1,54%
TECNOLOGÍA INFORMÁTICA	42	2.977	3,34%
CONTRATACIONES Y ALMACENES	1	15	0,02%
UNIDAD DE TRANSPARENCIA	1	-	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>566</b>	<b>89.109</b>	<b>100,00%</b>

En el Cuadro anterior, se presenta el acumulado de estas contrataciones, describiendo la cantidad de contratos por Gerencias o Unidades Solicitantes, cuyo monto total alcanza los USD 89.1 millones.

Las Gerencias de Perforación y de Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Relacionamiento Comunitario, son las dos gerencias con mayor cantidad de contratos suscritos correspondiendo al 40% del total de la gestión. Sin embargo, considerando el monto acumulado de los contratos suscritos, la Gerencia de Perforación encabeza la lista con montos que suman USD 36.2 millones mientras que en la Gerencia de Ingeniería, Estudios y Obras se suscribieron contratos por un monto acumulado de USD 30.4 millones. El acumulado en dólares americanos de las contrataciones de estas dos gerencias significaron el 74,81% del monto total de las contrataciones de la gestión 2022, como se expone en el siguiente gráfico.

#### CONTRATOS POR GERENCIA/UNIDAD SOLICITANTE (EXPRESADO EN DÓLARES AMERICANOS)



Fuente: ERP LABS, vía R-LABS, elaboración propia

## COMPRA DE BIENES

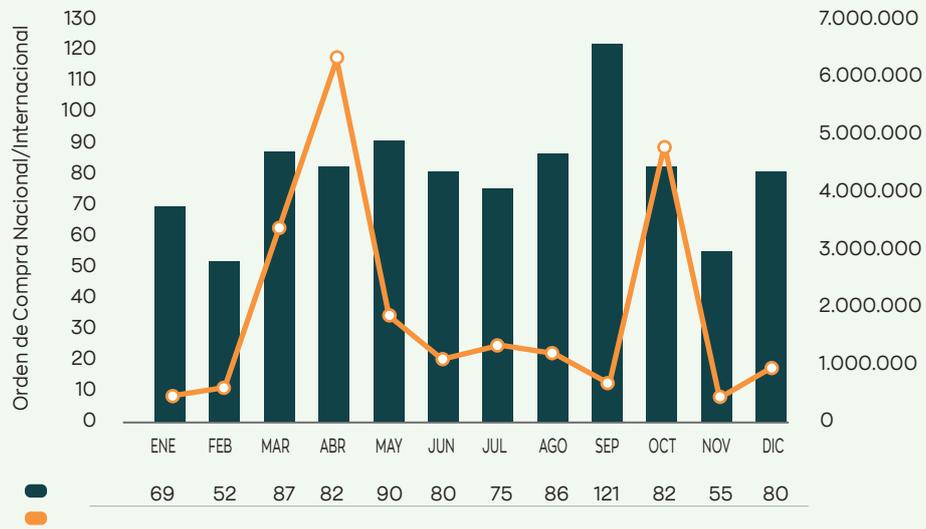
En relación con la compra de bienes, el monto total de las Órdenes de Compra emitidas ascendió a USD 23.2 millones (más de 17 millones respecto a la gestión 2021), que equivale a un total de 959 órdenes de compra (cantidad similar a la gestión anterior), entre compras nacionales e internaciones, con un promedio de 80 órdenes de compra y USD 1.9 millones mensuales.

### DETALLE MENSUAL DE ORDENES DE COMPRA (EXPRESADO EN MILES DE DÓLARES AMERICANOS)

MESES	CANTIDAD ORDEN DE COMPRA	IMPORTE \$US
ene	69	474
feb	52	626
mar	87	3.428
abr	82	6.221
may	90	1.857
jun	80	1.099
jul	75	1.359
ago	86	1.186
sep	121	718
oct	82	4.771
nov	55	432
dic	80	1.029
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>959</b>	<b>23.200</b>

El cuadro anterior, presenta la relación de cantidad de Órdenes de Compra generadas durante la gestión 2022, siendo notable el mes de septiembre en cantidad de Órdenes de Compra procesadas, mientras que con relación al monto total acumulados destacan los meses de abril y octubre.

### TENDENCIA MENSUAL DE LAS ÓRDENES DE COMPRA (EXPRESADO EN DÓLARES AMERICANOS)



Fuente: ERP LABS, vía R-LABS, elaboración propia



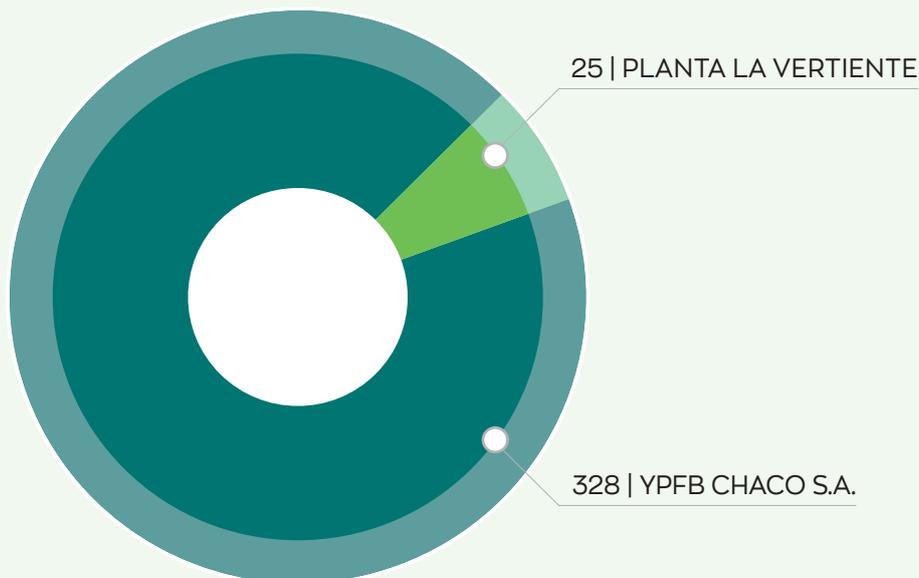
## ACTIVIDADES DE TALENTO HUMANO

Con el fin de contribuir alcanzar los objetivos empresariales, la Gerencia de Talento Humano viene trabajando en sus diferentes procesos en la búsqueda permanente del desarrollo de nuestros recursos humanos a todo nivel, potenciando las competencias laborales y la mejora del crecimiento gerencial. Es así que, para la gestión de abril 2022 a marzo 2023, la planilla de trabajadores de YPFB Chaco S.A. registró 353 trabajadores de los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

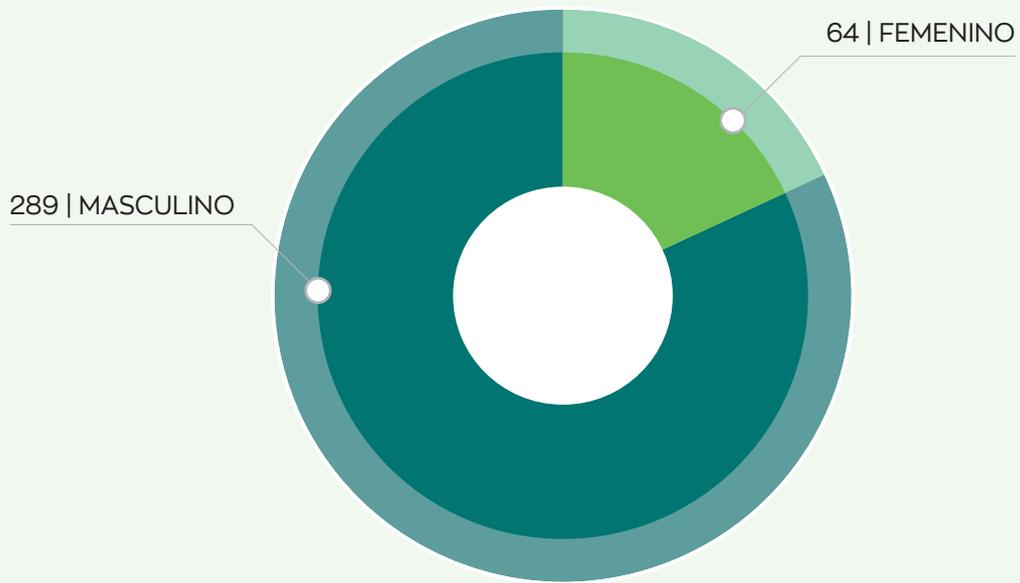
- YPFB Chaco S.A.- 328 personas.
- Planta de Operación y Mantenimiento Operada por cuenta de YPFB Chaco S.A. Planta La Vertiente. - 25 personas.

Detallamos a continuación, características de la dotación propia de trabajadores.

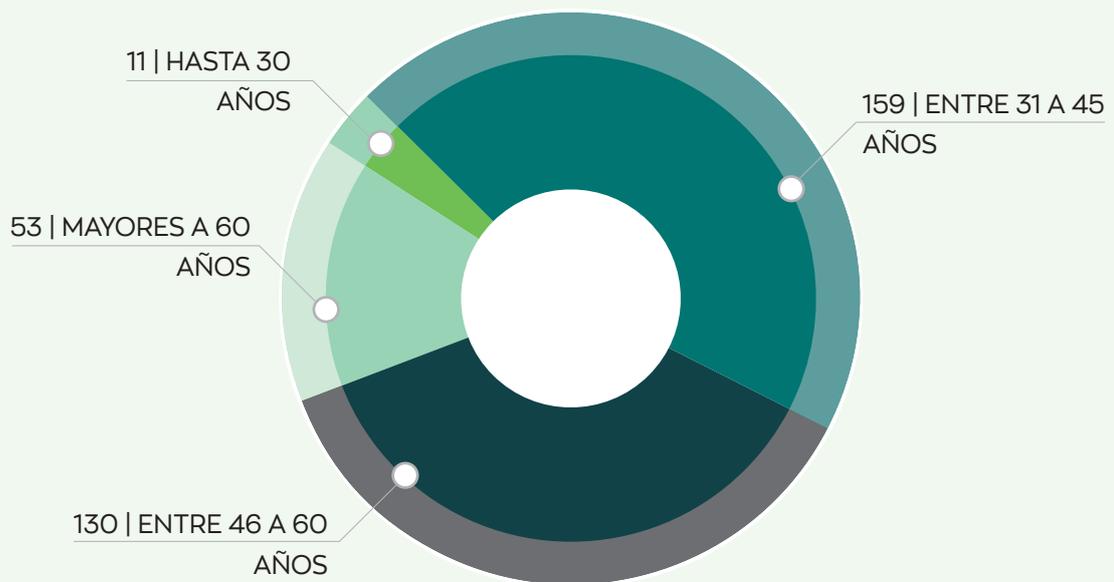
DISTRIBUCIÓN DOTACIÓN



### TRABAJADORES POR GÉNERO



### DOTACIÓN POR RANGO DE EDAD





La dotación de personal a través del proceso de Reclutamiento y Selección optimizado, garantiza la satisfacción de la demanda de personal en cantidad de personas requeridas, así como en perfiles idóneos a los cargos a ser ocupados, con el principal objetivo de contratar personal que favorezca al cumplimiento de las metas y objetivos empresariales.

La Gerencia de Talento Humano en la gestión 2022-2023, consolidó mucho de sus procesos con cifras importantes que detallaremos a continuación:

### Capacitación

El proceso de Capacitación busca a través de sus etapas recoger las necesidades de mejora y actualización en todas las áreas, tanto de manera individual como colectiva, con el fin de contribuir al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la empresa y brindar directrices claras de cómo se desarrolla el proceso de Capacitación para que este sea ejecutado de la mejor manera posible y en atención a las necesidades reales de formación y actualización permanente.

Las áreas más abordadas van desde capacitaciones en habilidades técnicas, actitudinales, seguridad, salud y ambiente para el personal en general.

En este importante proceso debemos mencionar también la inclusión como parte indispensable de la ejecución en el Plan anual del Programa de Desarrollo Gerencial, que se viene desarrollando a través de un plan específico que promueve, desarrolla y fortalece las habilidades de Dirección y Supervisión para el personal ejecutivo y técnico de YPFB Chaco S.A., es por eso que entre los meses de abril 2022 a marzo 2023, en este programa se abordaron temas de Liderazgo, Adaptación del tiempo, Organización y Manejo de Reuniones, Capacidad de Innovación, Comunicación Efectiva y Comunicación para liderar equipos.

En cuanto a resultados podemos detallar los siguientes:

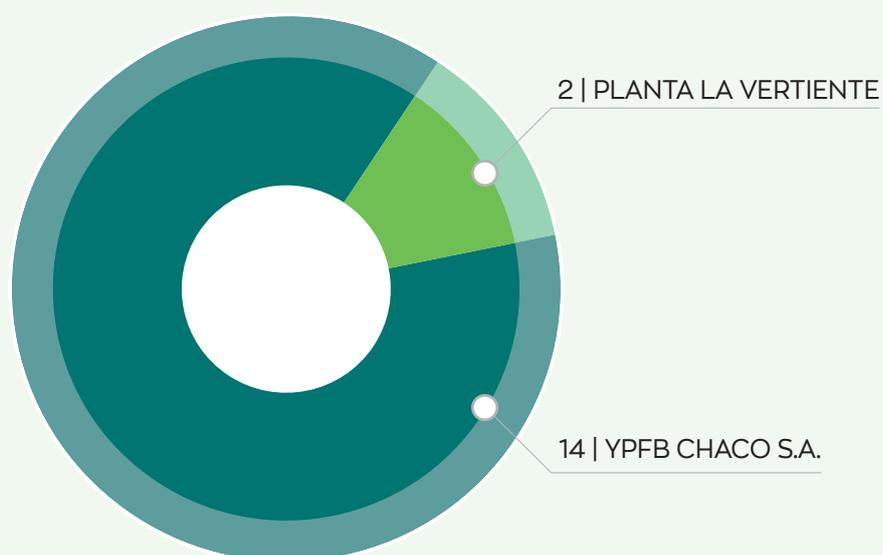
La inversión en capacitación alcanzó a 242.657 USD, concentrándose más del 70% en las gerencias operativas.

En lo que respecta a las horas de capacitación, el promedio de horas capacitación por trabajador durante los meses de abril 2022 a marzo 2023 es de 22 Horas Hombre.

### Procesos de Inducción

Durante los meses de abril 2022 a marzo 2023, se realizó la admisión de 16 nuevos trabajadores, habiéndoles realizado a la totalidad de los mismos, la inducción en los procesos de la empresa.

#### PROCESOS DE INDUCCIÓN



### Programa de Bienestar Integral

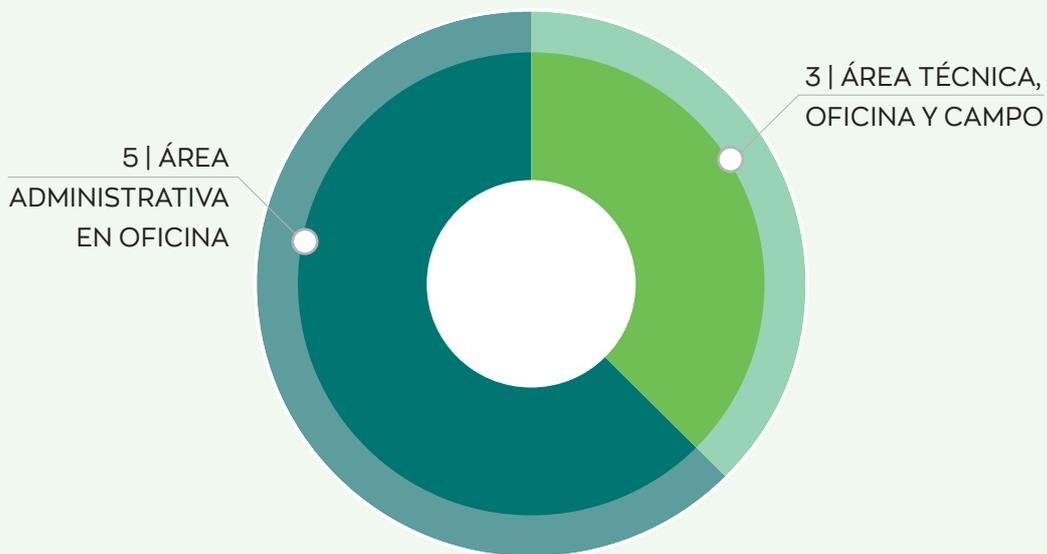
En el mes de diciembre 2022 se realizó la implementación del Programa de Bienestar Integral (PBI), un programa pensado en nuestra gente y que permite al trabajador propio de YFPB Chaco S.A, tener alternativas de servicios y productos con precios preferenciales, gracias a las alianzas estratégicas con diferentes empresas y profesionales, contribuyendo de esta manera, al equilibrio físico, emocional y social. Al cierre de esta gestión, marzo de 2023, el PBI ya ha concretado alianzas estratégicas con 37 empresas que otorgan importantes beneficios a nuestros trabajadores y sus familias, cifra que seguirá en ascenso mes a mes, considerando que desde la Gerencia de Talento Humano se procura sumar más socios estratégicos a esta importante iniciativa que es de gran interés y aceptación entre los trabajadores.

### Programa de Prácticas Empresariales y Jóvenes Profesionales

La emergencia sanitaria ocasionó que las pasantías continuaran suspendidas sobre todo en la época rebrotes, donde el ingreso a las áreas operativas se hallaba restringido.

Sin embargo, sí se pudieron habilitar a pasantes, para algunas áreas que realizaron requerimiento:

#### PROGRAMA PRÁCTICAS EMPRESARIALES



Por otro lado, se dio continuidad al Programa de Jóvenes Profesionales, con dos profesionales potenciales que podrán ser incorporados posteriormente a la Gerencia de Perforación.



## OTRAS ACTIVIDADES

### GERENCIA DE INGENIERÍA, ESTUDIOS Y CONSTRUCCIÓN

#### INTRODUCCIÓN

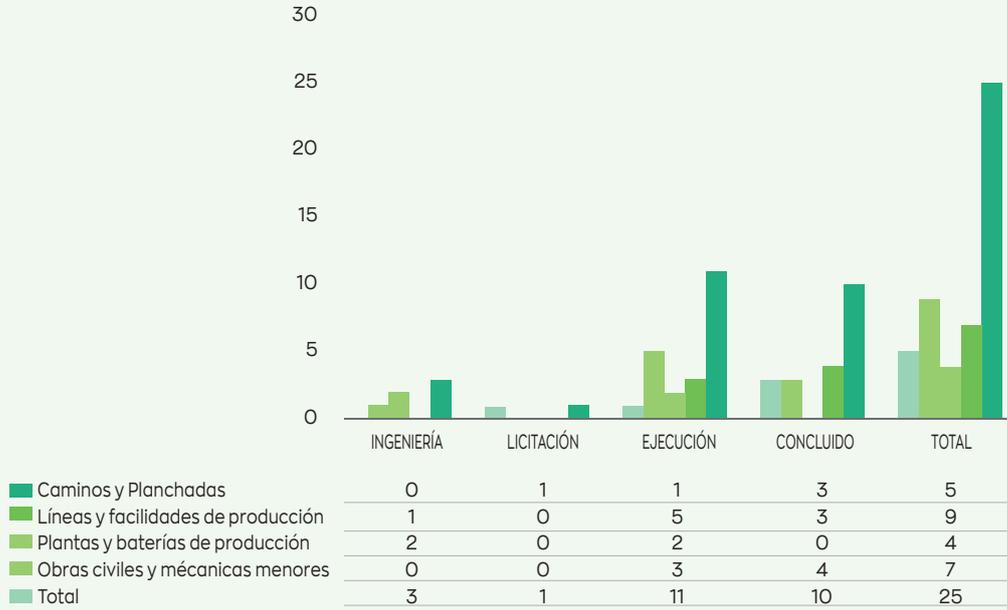
Considerando el contexto actual, en el que la agilidad en los proyectos es esencial para aumentar la producción en los campos y prolongar la vida útil de los pozos de nuestra empresa, la Gerencia de Ingeniería, Estudios y Construcción (GIEC) enfrentó desafíos significativos durante el período fiscal 2022-2023. Durante este período, se ejecutaron proyectos de gran importancia a nivel nacional, con un enfoque claro en el cumplimiento de los compromisos estratégicos de la empresa. Estos proyectos no solo generaron valor para nuestra organización, sino que también contribuyeron al fortalecimiento de YPFB y al desarrollo de nuestro país.

#### RESUMEN DE ACTIVIDADES

La GIEC ha manejado un portafolio de 25 proyectos que generan empleos directos e indirectos en cada una de las áreas de influencia.

A continuación, se presenta la distribución de los proyectos en el siguiente cuadro:

### CARTERA DE PROYECTOS ABRIL 2022 - MARZO 2023



## PROYECTOS DE INGENIERÍA

### A. INGENIERÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN CARRASCO - KANATA

Durante el período de gestión de 2022 y el inicio de 2023, YPFB Chaco S.A. llevó a cabo la fase de ingeniería del proyecto denominado “OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN CRC-KNT”. Este proyecto surgió como respuesta a una propuesta de manejo de cambio presentada por el personal de operaciones de planta CRC y tiene como objetivo realizar ajustes en los sistemas de compresión residual e intermedia de las plantas Carrasco y Kanata. Su propósito principal es evitar pérdidas de energía en los sistemas y reducir el consumo de gas combustible.

El proyecto se dividió en dos fases:

- **Fase I.** Esta fase se centra en las mejoras del sistema de presión residual, donde se elimina la regulación de la presión del gas procedente de Carrasco (CRC) hacia los compresores de Kanata (KNT). Adicionalmente, se ha implementado una nueva línea para transportar un mayor volumen de gas entre los puntos CRC y KNT. Esto resulta en un aumento de la capacidad de compresión de los compresores y la liberación de equipos para otras operaciones, lo que, a su vez, reduce el consumo de gas combustible.
- **Fase II.** Esta fase implica modificaciones en el sistema de presión intermedia, donde se evita la reducción de presión del gas que ingresa a la planta desde el gasoducto Carrasco - Yapacani (CGY). Se habilita un compresor dedicado para este servicio, lo que conlleva una optimización de potencia para la compresión, ahorros en términos de mantenimiento y una disminución en el consumo de gas combustible.



## B. INGENIERÍA PARA LINEAS Y FACILIDADES DE PRODUCCIÓN FLA-3H

Se elaboró la ingeniería básica y de detalle para la construcción de la línea y las instalaciones de producción asociadas al pozo FLA-3. Este proyecto se ha desarrollado como parte de la complementación del programa de perforación en curso liderado por YPFB CHACO S.A. Su principal objetivo es evaluar el potencial hidrocarburífero del reservorio de Arenisca Guanacos, ubicado al norte de la estructura El Dorado, a través del pozo avanzado FLA-3/FLA-3H.

Dentro del alcance del proyecto de ingeniería, se han especificado las instalaciones necesarias para garantizar una producción segura y una operación eficiente del pozo. Además, se llevarán a cabo las adecuaciones necesarias en la línea de producción del pozo FLA-X2 y sus instalaciones superficiales, con el propósito de garantizar su interconexión con las facilidades existentes en el campo Florida.

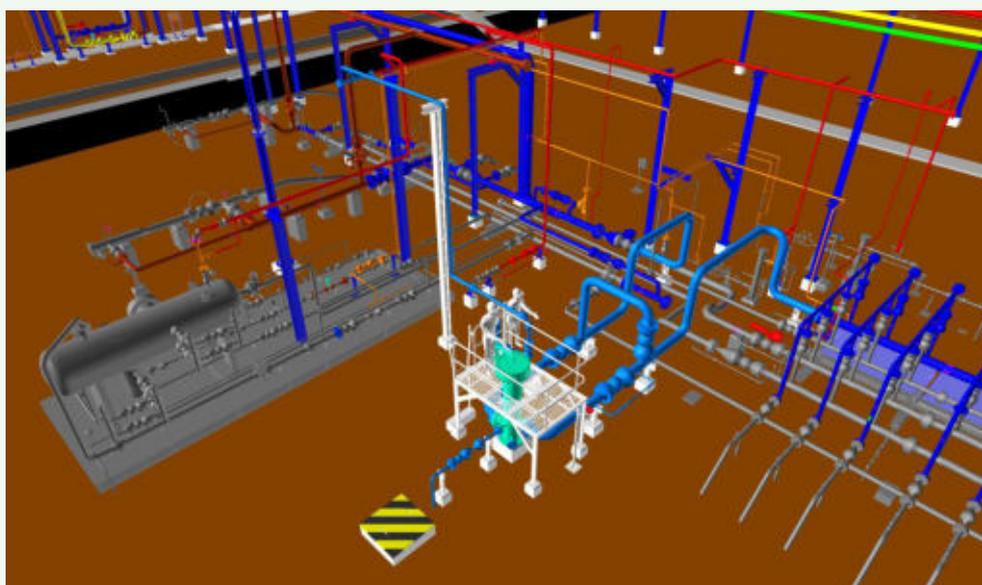


Fuente GIEC: Diagrama referencial instalaciones de recolección y separación, facilidades Florida.

### C. INGENIERÍA PARA EL SISTEMA RECUPERACIÓN DE SÓLIDOS “EL DORADO”

Durante las operaciones de la Batería de Compresión El Dorado, se detectó la presencia de partículas sólidas en uno de los separadores, específicamente arena fina. Estas partículas llegaron a pasar a través de todo el sistema de compresión en El Dorado hasta llegar a la Planta Percheles.

En julio de 2022, se concluyó el desarrollo de la Ingeniería Básica y de Detalle, lo que llevó a la determinación de la necesidad de instalar un Filtro Desarenador en la entrada de la Batería de Compresión El Dorado. Esta medida tiene como objetivo asegurar la integridad de las instalaciones y equipos, así como garantizar la confiabilidad de las operaciones.



Fuente GIEC: Maqueta de las instalaciones a implementar en la Batería de Compresión El Dorado



## PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN:

### LÍNEA Y FACILIDADES LCS-4, LÍNEA Y FACILIDADES PJS-7 Y LINEAS E INSTALACIONES DE SUPERFICIE HSR-10

Dentro de las actividades operativas e inversiones del área Los Cusís, Humberto Suárez y Patujusal, YPFB Chaco S.A. ha ejecutado el proyecto denominado “LÍNEA Y FACILIDADES LCS-4 / PJS-7 / HSR-10”.

Este proyecto implica la construcción de las instalaciones de superficie necesarias para la producción de los pozos LCS-4, PJS-7 y HSR-10, y su posterior comercialización.

En diciembre de 2022, se completó la construcción y la puesta en marcha de las instalaciones de producción de los pozos LCS-4 y PJS-7, tras su intervención previa.

En enero de 2023, después de la intervención del pozo HSR-10, se llevó a cabo la puesta en marcha del pozo mediante las instalaciones de superficie y su línea de producción. Esto condujo al logro del “Hito 1 Entrega Provisional de Obra” en un plazo de 62 días de un total de 88 días programados. Posteriormente, en marzo, se realizó la “Aceptación Final de Obra” marcando el cierre exitoso del proyecto, cumpliendo con el plazo y el costo establecido.

## B. CONSTRUCCIÓN DE LA PLANCHADA Y MANTENIMIENTO DEL CAMINO DE ACCESO PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO VGR-X1001

En la gestión de 2022, YPF Chaco S.A. llevó a cabo la construcción de la planchada y el mantenimiento del camino de acceso necesario para la perforación del pozo VGR-X1001. Esta infraestructura fue esencial para la evaluación de la interpretación del bloque subyacente, en el cual se identificó una posible trampa de hidrocarburos.

Los trabajos se iniciaron el 25 de agosto de 2022 y se completaron el 18 de noviembre de 2022, incluyendo las tareas adicionales realizadas durante un período de 115 días.



Fuente GIEC: Movimiento de suelos en planchada pozo VGR-X1001



Fuente GIEC: Imagen de la planchada pozo VGR-X1001



### C. LÍNEAS, FACILIDADES Y TELEMETRÍA SIG-X1 – SIG-2

En marzo de 2021, YPFB Chaco S.A. culminó con éxito las pruebas de producción de los pozos SIG-X1 y SIG-2, lo que confirmó el potencial del campo gasífero San Ignacio. Con este logro, se iniciaron las gestiones para la construcción de las líneas y facilidades de estos pozos, con el propósito de recolectar la producción en el Colector de Pozos Palometas y posteriormente enviarla a la Planta Santa Rosa a través de las instalaciones existentes.

Este proyecto requirió una inversión total de 6 millones de dólares americanos, que se distribuyeron en trabajos de ingeniería, provisiones, construcción y supervisión.

Se llevó a cabo una perforación dirigida que cruzó el río Pirai, la cual ha sido la operación más extensa que nuestra empresa ha realizado hasta el momento, cubriendo una distancia de 400 metros.

Un logro significativo en esta operación fue la reutilización de 10 kilómetros de cañería de 8 pulgadas, lo cual no solo mejoró las condiciones operativas en el terreno, sino que también tuvo un impacto directo en nuestras finanzas. Esta medida permitió una reducción notable en el inventario de nuestros almacenes, con un ahorro estimado de 1 millón de dólares americanos. Esto no solo representa un éxito financiero, sino que también contribuye significativamente a fortalecer la economía de nuestra empresa. El proyecto “LÍNEAS, FACILIDADES Y TELEMETRÍA SIG-X1 Y SIG-2D” se inauguró el 1 de mayo de 2022 y aumentó la producción de la empresa en aproximadamente 7 millones de pies cúbicos por día (7 MMPCD). A pesar de las lluvias extraordinarias registradas en la zona a principios de 2022, las obras se completaron dentro del plazo previsto con la documentación del proyecto cerrada a finales de agosto de 2022, cumpliendo de esa forma con los plazos establecidos.





Fuente GIEC: Facilidades concluidas en operación

## D. BATERÍA COMPRESIÓN PNW-SIG- FASE II

Durante el año 2022, nuestra empresa llevó a cabo una significativa expansión en el sistema de compresión de la Batería Palometas North West (PNW). Dicho campo se sitúa a unos 160 kilómetros al noroeste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra. Esta expansión, se hizo necesaria debido a las proyecciones relacionadas con el reservorio San Ignacio y la distancia considerable entre los pozos de San Ignacio (SIG) y las instalaciones de Campo Palometas North West, siendo esta de 22 km de distancia.



Montaje del tercer compresor

Gracias a esta expansión, que incluyó el montaje de un compresor de gas natural con una capacidad de 4 millones de pies cúbicos por día (4 MMPCD), se logró aumentar la capacidad total de la Batería a 12 millones de pies cúbicos por día (12 MMPCD). La nueva infraestructura se puso en funcionamiento en junio del mismo año y ha desempeñado un papel fundamental en garantizar un rendimiento y una producción óptima.



Fuente GIEC: Vista panorámica de la Batería PNW / SIG en operación.

## E. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN LMS -AGC

El objetivo principal del proyecto es implementar las instalaciones en superficie necesarias para iniciar la producción, recolección, procesamiento y entrega temprana de hidrocarburos de los campos Los Monos (LMS) y Aguaragüe Centro (AGC). Esto incluye los pozos LMS-X13, LMS-X12 y AGC-X1. El proyecto de construcción se inició el 14 de noviembre de 2022.

De manera notable, el 12 de abril de 2023; 35 días antes de la fecha de finalización contractual, se logró realizar la “Entrega de Producción Temprana” con un volumen total de 23 millones de pies cúbicos por día (MMPCD).

Posteriormente, el 15 de abril de 2023, se llevó a cabo la inauguración oficial del proyecto y la entrega de producción de los campos en presencia de las principales autoridades de YPFB Corporación y el Estado Boliviano. Este logro anticipado es un testimonio de la eficiencia y el éxito del proyecto.

Por otra parte, para la ejecución del proyecto y entrega de la producción, YPFB Chaco S.A. realizó alrededor de 30 trámites ante instancias externas, como ser: Licencia ambiental, Plan de desarrollo, Declaratorias de comercialidad, Dispensas o Waivers, Servidumbres, Afectaciones, Desmontes, Licencias de construcción y Operación de línea lateral de gas, Convenios de uso de DDV´s, Acuerdos de Interconexión con empresas transportadoras, Movimientos de activos, etc.



Fuente GIEC: Instalaciones de pozo LMS-X13 | Facilidades de campo (Central de recolección y prueba) Batería de Producción Los Monos

## F. CONSTRUCCIÓN DEL CAMINO Y PLANCHADA PARA POZO AST-X1

En la gestión 2022-2023, se completó la construcción de caminos de acceso y la planchada para la perforación del pozo AST-X1 a principios de enero de 2023. Este pozo se encuentra ubicado en el Departamento de Tarija, Provincia Aniceto Arce.

La ejecución de este proyecto comenzó el 12 de mayo de 2022 y se completó la habilitación de los caminos de acceso y las instalaciones de la planchada AST-X1 el 4 de enero de 2023. Estas instalaciones fueron entregadas al equipo de perforación para dar inicio a las operaciones, contando con un equipo de 3000 HP.



Fuente GIEC: Planchada AST-X1 concluida

## G. REHABILITACIÓN DE PLANCHADA, FACILIDADES Y CAMINO DE ACCESO A POZO CHU-X2

YPFB descubrió el Campo Churumas en 1994, ubicado en la provincia Aniceto Arce del departamento de Tarija, como un productor de gas. Actualmente, cuenta con dos pozos perforados, CHU-X1 (pozo seco) y CHU-X2 (descubridor), y se encuentra cerrado en reserva. La reserva probada estimada por YPFB en la formación Los Monos asciende a 12,864 mil millones de pies cúbicos (Bscf) de gas seco.

El proyecto de evaluación del Campo Churumas consiste en la habilitación/ construcción del camino de acceso al pozo CHU-X2, necesario para iniciar las operaciones en esta área de YPFB Chaco S.A. Además, incluye la ejecución de una prueba de flujo extendido durante sesenta (60) días y un período de cierre de treinta (30) días.

Este proyecto tenía como objetivo evaluar y aprovechar el potencial de producción de gas en el Campo Churumas y contribuir al desarrollo de los recursos energéticos de la región.

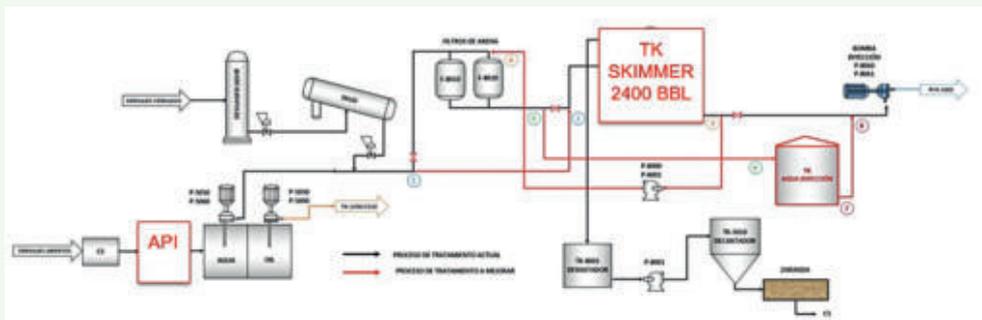
Actualmente, el proyecto de habilitación de camino y planchada ha alcanzado un avance del 100%. Lo que permitió dar inicio a las operaciones de pruebas de flujo extendido en el pozo CHU-X2. Este progreso evidencia de manera positiva que el proyecto está cumpliendo con los plazos establecidos.



## H. REESTRUCTURACIÓN PARA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA PERCHELES (PIA PCH)

El objetivo central del proyecto es asegurar y mantener los estándares de calidad, seguridad, confiabilidad y disponibilidad en las operaciones relacionadas con el tratamiento de agua de formación en Planta Percheles. Esto, a su vez, contribuirá a prolongar la vida útil de los pozos sumideros.

En la gestión 2021 se elaboró el diseño de Ingeniería en la que se determinaron las mejoras a implementar las cuales incluyen un nuevo tanque “Skimmer” de 2400 BBL, Bombas de desplazamiento de agua, Nueva pileta API y adecuaciones de tuberías e instrumentación.



Esquema de propuesta de mejora en el Sistema de tratamiento de agua

En la gestión 2022 se iniciaron los trabajos de construcción, mismos que finalizaron con la puesta en marcha (PEM) en enero del 2023.



Píá Percheles

## I. LÍNEA Y FACILIDADES DE PRODUCCIÓN VUELTA GRANDE

Dentro de su plan de trabajo y presupuesto (PTP) para la gestión 2023, YPFB Chaco S.A. tiene previsto llevar a cabo el proyecto “Línea y Facilidades VGR-X1001” en el campo Vuelta Grande. El propósito fundamental de este proyecto es implementar las instalaciones de superficie necesarias para la recolección segura y controlada de la producción del pozo VGR-X1001 a lo largo de su vida productiva. Esto garantizará la eficiencia y la seguridad en las operaciones de producción en este campo.

Actualmente, el proyecto se encuentra en la etapa de ejecución con un avance del 74%, la línea regular se encuentra completa, así como las facilidades en planta Vuelta Grande. Sin embargo, se aguarda la liberación de la planchada para concluir las facilidades de producción en planchada de pozo.





## OTRAS ACTIVIDADES IMPORTANTES DE LA GERENCIA DE INGENIERÍA, ESTUDIOS Y CONSTRUCCIÓN

### APOYO LOGÍSTICO INCENDIOS EN AST-X1

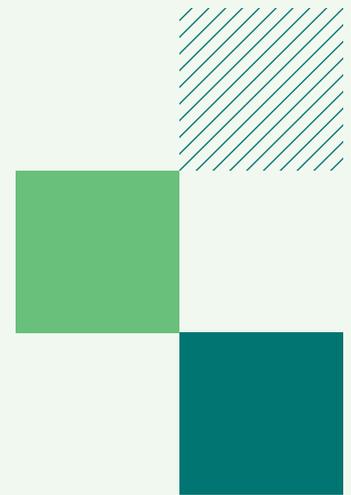
El 27 de octubre de 2022, se detectó un incendio en el lado sur de la planchada AST-X1, el cual se había salido de control debido a quemaduras realizadas por terceros.

YPFB Chaco S.A. tomó medidas inmediatas para abordar la situación activando los equipos con sede en Santa Cruz para coordinar las acciones necesarias ante la amenaza de que el fuego afectara el área de AST-X1. Además, se informó a la BASE NAVAL DE BERMEJO sobre la situación, y ellos se comprometieron a enviar una cuadrilla de apoyo.

Las metas establecidas fueron las siguientes:

- a. Proteger al personal en el proyecto AST-X1.
- b. Salvaguardar las instalaciones del proyecto AST-X1.
- c. Proporcionar apoyo logístico a las autoridades gubernamentales.
- d. Brindar asistencia a las comunidades en el área de influencia de YPFB.
- e. El incendio en el área fue finalmente controlado gracias a la colaboración y las acciones conjuntas emprendidas.

Todas las actividades de apoyo se completaron el 3 de enero de 2022, y se llevó a cabo una reunión de cierre en el campo para evaluar y concluir el proceso de respuesta y recuperación ante el incendio.



Fuente GIEC: Detección de incendio forestal AST



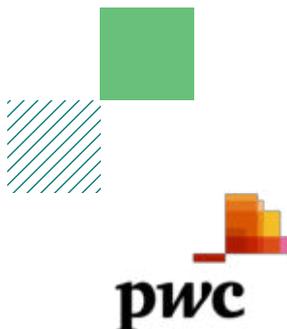
Fuente GIEC: Apoyo activo en control de incendios forestales



# 05

INFORME DEL AUDITOR  
EXTERNO





*[Handwritten signature]*  
 Gerente General  
 YPFB CHACO S.A.  
 Santa Cruz de la Sierra

## INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR UN AUDITOR INDEPENDIENTE

[fecha]

A los Señores Accionistas, Directores y Gerencia de  
 YPFB CHACO S.A.  
 Santa Cruz de la Sierra



### Opinión

Hemos auditado los estados financieros de YPFB CHACO S.A. (la Sociedad), que comprenden el balance general al 31 de marzo de 2023, el estado de ganancias y pérdidas, el estado de evolución del patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas a los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de la Sociedad al 31 de marzo de 2023, así como sus resultados y flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia (NCGA).

### Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia (NAGA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros" de nuestro informe. Somos independientes de la Sociedad de conformidad con el Código Internacional de Ética para profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros en Bolivia y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

### Párrafos de énfasis

Llamamos la atención sobre:

- Lo que se menciona en las notas 3 y 6 a los estados financieros, que describen los temas pendientes de resolución sobre los derechos y obligaciones con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y aspectos relacionados con los Contratos de Operación que se encuentran en proceso de conciliación. Como resultado de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el Decreto Supremo de Nacionalización N° 28701 y los Contratos de Operación, YPFB es el único cliente de la Sociedad. Los resultados de la conciliación de estos aspectos serán contabilizados en la gestión en la cual se conozcan.
- Lo que se menciona en la nota 5 (b) (ii) a los estados financieros, que describe que la subsidiaria Chaco Energía S.A. se encuentra en proceso de ejecución de un plan estratégico de continuidad de negocio que le permitirá incrementar sus ingresos operativos futuros y, por lo tanto, recuperar las inversiones realizadas en activos. Los resultados de dicho plan y sus efectos sobre los estados financieros se conocerán una vez se concluya con la implementación y desarrollo del mismo.
- Lo que se menciona en la Nota 2 (b) a los estados financieros, la cual indica que estos estados han sido



preparados para cumplir con las disposiciones legales a las que está sujeta la Sociedad como ente independiente. Por lo tanto, no incluyen la consolidación de los estados financieros de las empresas subsidiarias de la Sociedad, inversiones que se encuentran valuadas a su valor patrimonial proporcional. Para evaluar la situación financiera del conjunto económico que conforman la Sociedad y sus empresas subsidiarias, se debe recurrir a estados financieros consolidados preparados de acuerdo con la Norma de Contabilidad N° 8 del Colegio de Auditores de Bolivia.

Nuestra opinión no ha sido modificada en relación con estos temas.

#### **Responsabilidades de la dirección y de los responsables del gobierno de la entidad en relación con los estados financieros**

La dirección es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros adjuntos de conformidad con las Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia, y del control interno que la dirección considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrección material, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros, la dirección es responsable de la valoración de la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si la dirección tiene intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los responsables del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la Sociedad.

#### **Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros**

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de incorrección material, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios podrían tomar basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia (NAGA), aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.



- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la dirección.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la dirección, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Sociedad para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Sociedad deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Comunicamos a los responsables del gobierno de la entidad sobre, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno de la entidad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

**PricewaterhouseCoopers S.R.L.**

  
(Socio)  
Lic. Aud. Eduardo Murillo  
MAT. PROF. N° CAUB-14069  
MAT. PROF. N° CAUSC-3858

## YPFB CHACO S.A.

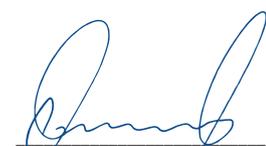
## BALANCE GENERAL AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

	<u>Nota</u>	<u>2023</u> <u>Bs</u>	<u>2022</u> <u>Bs</u>
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo corriente</b>			
Disponibilidades	2.g. y 4	345.042.580	879.065.035
Inversiones	2.h. y 5	1.329.870.547	965.600.014
Cuentas por cobrar comerciales	6	986.533.355	406.344.004
Otras cuentas por cobrar a corto plazo	7	178.972.696	138.796.215
Inventarios	2.i. y 8	6.286.528	6.726.588
Total activo corriente		<u>2.846.705.706</u>	<u>2.396.531.856</u>
<b>Activo no corriente</b>			
Inversiones	2.h. y 5	368.414.708	351.577.557
Cuentas por cobrar comerciales	6	145.181.764	134.957.366
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	9	477.600.713	477.600.713
Impuesto diferido	2.n. y 24.b.	109.652.214	109.652.214
Otros activos no corrientes	10	375.414.565	381.174.689
Inventarios	2.i. y 8	262.887.719	231.501.143
Activo fijo	2.k y 11	4.576.451.819	4.707.660.127
Total activo no corriente		<u>6.315.603.502</u>	<u>6.394.123.809</u>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<u>9.162.309.208</u>	<u>8.790.655.665</u>
<b>PASIVO</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Cuentas por pagar	12	281.716.831	230.835.922
Dividendos por pagar		3.576.721	3.461.051
Deudas fiscales y sociales	13	60.889.272	56.020.822
Otras cuentas por pagar	14	28.873.358	26.352.518
Total pasivo corriente		<u>375.056.182</u>	<u>316.670.313</u>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Impuesto diferido	2.n. y 24.b.	14.528.039	27.269.929
Provisión para indemnizaciones	2.o.	26.930.575	28.654.776
Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono	2.m.	620.370.433	550.922.349
Otros pasivos no corrientes		4.353	4.353
Total pasivo no corriente		<u>661.833.400</u>	<u>606.851.407</u>
<b>TOTAL PASIVO</b>		<u>1.036.889.582</u>	<u>923.521.720</u>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital pagado	15	1.609.932.000	1.609.932.000
Ajuste de capital	16.a.	1.530.151.902	1.530.151.902
Prima de emisión	16.b.	801.969.085	801.969.085
Reserva legal	16.c.	326.039.874	326.039.874
Reserva para ganancias no monetizables	16.d.	743.062.339	743.062.339
Ajuste global del patrimonio	16.e.	459.370.716	459.370.716
Ajuste de reservas patrimoniales	16.f.	1.965.271.023	1.965.272.840
Resultados acumulados		689.622.687	431.335.189
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	2.p.	<u>8.125.419.626</u>	<u>7.867.133.945</u>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>		<u>9.162.309.208</u>	<u>8.790.655.665</u>
Cuentas de orden deudoras	29	103.344.622	186.356.817
Cuentas de orden acreedoras	29	103.344.622	186.356.817

Las notas 1 a 30 que se acompañan forman parte de este estado.

  
Jerry Fletcher Tonico  
Gerente General

  
Hernán Bravo Lemoine  
Gerente de Administración y Finanzas

  
Miguel Argandoña Pérez  
Jefe de Contabilidad e Impuestos  
Mat. Prof. N° 0449

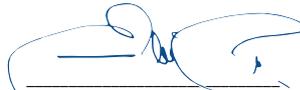


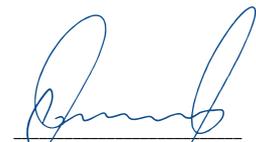
**ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS  
AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022**

	Nota	<u>2023</u> Bs	<u>2022</u> Bs
<b>Ingresos:</b>			
Retribución de hidrocarburos netas	2.q.	1.459.396.292	1.272.959.304
		1.459.396.292	1.272.959.304
<b>Menos:</b>			
Gastos directos de producción		(51.007.941)	(82.874.714)
Gastos directos de procesamiento		(149.036.116)	(144.280.453)
Otros gastos directos de operación		(33.129.965)	(30.735.881)
<b>Utilidad bruta</b>		1.226.222.270	1.015.068.256
<b>Más/(Menos):</b>			
Utilidades en inversiones en compañías subsidiarias		16.837.151	6.608.079
Otros ingresos netos operativos	17	76.881.087	71.096.328
Gastos generales y administrativos	18	(85.971.188)	(77.689.700)
Gastos de exploración	19	(156.131.064)	(96.477.517)
Castigo de inversión en pozos exploratorios no exitosos	20	2.215.420	(556.415.852)
Depreciación, desmantelamiento, restauración y abandono	11	(700.325.196)	(708.808.791)
Impuesto a las transacciones financieras		(2.079.454)	(1.801.633)
Impuesto a las transacciones		(53.973.267)	(49.710.219)
Otros gastos de remediación		(1.144.076)	-
<b>Pérdida operativa</b>		322.531.683	(398.131.049)
<b>Ingresos (egresos):</b>			
Intereses ganados		49.500.941	26.124.921
Intereses, comisiones y otros (gastos)		(8.106.110)	(23.848.768)
Deterioro de activos/pérdida por desvalorización	11 (b)	-	(13.439.628)
Otros ingresos / egresos	21	(42.126.204)	(27.137.434)
Diferencia de cambio		(6.707.798)	(508.475)
Resultado por exposición a la inflación		2.159	391.617
<b>Ganancia (Pérdida) neta antes de impuesto sobre las utilidades de las empresas</b>		315.094.671	(436.548.816)
Impuesto sobre las utilidades de las empresas (diferido)	2.n., 24.b. y 24.c.	12.741.889	(7.591.971)
<b>Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio</b>		327.836.560	(444.140.787)

Las notas 1 a 30 que se acompañan forman parte de este estado.

  
Jerry Fletcher Torrico  
Gerente General

  
Hernán Bravo Lemoine  
Gerente de Administración y Finanzas

  
Miguel Argandoña Pérez  
Jefe de Contabilidad e Impuestos  
Mat. Prof. N° 0449

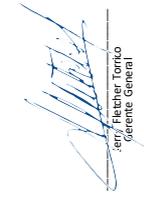


YPFB CHACO S.A.

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

	Capital		Reservas				Ajuste de reservas patrimoniales	Total Bs	Resultados acumulados Bs	Total patrimonio neto Bs
	Capital pagado Bs	Ajuste de capital Bs	Prima de emisión Bs	Reserva legal Bs	Reserva para ganancias no impositables Bs	Ajuste global del patrimonio Bs				
Saldo al 31 de marzo de 2021	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.085	326.039.874	743.062.339	1.015.391.566	1.965.274.657	389.004.188	8.380.825.611	
Tratamiento de los resultados acumulados y de la gestión de acuerdo con el acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de junio de 2021:	-	-	-	-	-	(556.020.850)	-	556.020.850	-	
- Tratamiento de resultados - Absorción de pérdidas acumuladas	-	-	-	-	-	-	-	(69.549.062)	(69.549.062)	
- Distribución de utilidades	-	-	-	-	-	-	(1.817)	-	(1.817)	
Ajuste de reservas patrimoniales	-	-	-	-	-	-	-	(444.140.787)	(444.140.787)	
Pérdida neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	431.335.189	7.867.133.945	
Saldo al 31 de marzo de 2022	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.085	326.039.874	743.062.339	459.370.716	1.965.272.840	(69.549.062)	(69.549.062)	
- Distribución de utilidades	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.817)	
Ajuste de reservas patrimoniales	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,817)	
Ganancia neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	327.856.560	327.856.560	
Saldo al 31 de marzo de 2023	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.085	326.039.874	743.062.339	459.370.716	1.965.271.023	689.622.687	8.125.419.626	

Las notas 1 a 30 que se acompañan forman parte de este estado.

  
Sergio Fleisher Torrico  
Gerente General

  
Hernán Bravo Lemus  
Gerente de Administración y Finanzas

  
Miguel Argandoña Pérez  
Jefe de Contabilidad e Impuestos  
Mat. Prof. N° 0499



## YPFB CHACO S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS  
AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

	Nota	<u>2023</u> Bs	<u>2022</u> Bs
<b>Actividades de operación:</b>			
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio		327.836.560	(444.140.787)
Ajuste para conciliar el resultado neto con el efectivo neto que aportan las actividades operativas:			
Depreciación, desmantelamiento, restauración y abandono	11	700.325.196	708.808.791
Castigo de inversión en pozos exploratorios no exitosos	20	(2.215.420)	556.415.852
Perdida por desvalorización de activos	11	-	13.439.628
Gastos de exploración	19	132.314.568	75.185.050
Efecto financiero por abandono de pozos		-	13.948.818
Impuestos diferidos		(12.741.890)	7.593.589
Utilidades en inversiones en compañías subsidiarias		(16.837.151)	(6.608.079)
Provisión para indemnizaciones		8.694.104	10.003.615
Provisión para desvalorización de inventarios		4.829.352	-
Otras cuentas que no generan movimiento de fondos		(1.489)	(2.421)
		<u>1.142.203.830</u>	<u>934.644.056</u>
Cambios en activos y pasivos operativos netos:			
(Aumento) en cuentas por cobrar		(590.413.749)	(65.739.848)
(Aumento) Disminución en otras cuentas por cobrar		(40.176.481)	97.915.384
(Aumento) Disminución de inventarios		(35.775.868)	5.566.695
Disminución en otros activos no corrientes		4.649.720	63.492.706
Aumento en cuentas por pagar		50.880.909	82.040.389
Aumento en deudas fiscales y sociales		4.868.450	11.174.802
Aumento (Disminución) en otras cuentas por pagar corrientes		2.520.840	(7.595.255)
Pago de beneficios sociales		(10.418.305)	(12.442.990)
Flujo de efectivo proveniente de actividades de operación		<u>528.339.346</u>	<u>1.109.055.939</u>
<b>Actividades de inversión:</b>			
Aumento en inversiones		-	(681.201)
Inversiones netas de activo fijo		(628.657.876)	(725.508.363)
Flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión		<u>(628.657.876)</u>	<u>(726.189.564)</u>
<b>Actividades de financiamiento:</b>			
Pago de dividendos		(69.433.392)	(69.386.571)
Flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento		<u>(69.433.392)</u>	<u>(69.386.571)</u>
<b>(Disminución) Aumento neto en disponibilidades e inversiones corrientes</b>		<u>(169.751.922)</u>	<u>313.479.804</u>
<b>Disponibilidades e inversiones corrientes al inicio del ejercicio</b>		<u>1.844.665.049</u>	<u>1.531.185.245</u>
<b>Disponibilidades e inversiones corrientes al final del ejercicio</b>	4 y 5	<u><u>1.674.913.127</u></u>	<u><u>1.844.665.049</u></u>

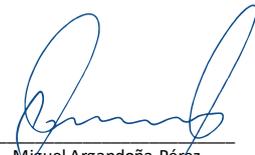
Las notas 1 a 30 que se acompañan forman parte de este estado.



Jerry Fletcher Torrico  
Gerente General



Hernán Bravo Lemoine  
Gerente de Administración y Finanzas



Miguel Argandoña Pérez  
Jefe de Contabilidad e Impuestos  
Mat. Prof. N° 0449



## YPFB CHACO S.A.

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

#### NOTA 1 – NATURALEZA, OBJETO Y ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

YPFB Chaco S.A. (Antes Empresa Petrolera Chaco S.A.), fue constituida en el marco de la Ley de Capitalización de Empresas Públicas, N° 1544 de fecha 21 de marzo de 1994, mediante la cual Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), como sector público, y sus trabajadores, como sector privado, constituyeron una sociedad de economía mixta, “Empresa Petrolera Chaco Sociedad de Economía Mixta” (Chaco S.A.M.), a la que se transfirieron parte de los activos de YPFB relacionados con la exploración y producción, y se le otorgaron concesiones para explorar y explotar hidrocarburos.

De acuerdo con el Testimonio N° 7072/96 de fecha 27 de noviembre de 1996, Chaco S.A.M. fue constituida con un capital autorizado de Bs1.609.932.000 del cual los accionistas, mediante la transferencia de activos arriba mencionada, suscribieron Bs804.966.000 divididos en 8.049.660 acciones con un valor nominal de Bs100 cada una. Posteriormente, dichas acciones fueron transferidas a las Administradoras de Fondos de Pensiones y a los trabajadores que hicieron uso de la opción de compra que les fue otorgada por Ley.

En fecha 10 de abril de 1997, el nombre de la Sociedad cambió a Empresa Petrolera Chaco S.A., el capital autorizado fue incrementado a Bs3.219.864.000 y se realizó la suscripción de las 8.049.660 acciones restantes, convocada mediante licitación internacional, que fue concedida a la Sociedad Amoco Netherlands Petroleum Company, que posteriormente transfirió sus acciones a Amoco Bolivia Oil and Gas AB. El aporte en efectivo realizado por Amoco Netherlands Petroleum Company ascendió a US\$ 306.667.001, equivalentes a Bs1.606.935.085 a dicha fecha.

La Sociedad tiene por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, para sí o para terceros; el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, transporte, comercialización, envasado, distribución, industrialización, procesamiento, refinación, fabricación de productos derivados de hidrocarburos y/o cualquier otra transformación de tales hidrocarburos y de sus derivados directos e indirectos; la generación, transporte, comercialización y distribución de energía eléctrica (cuando legalmente sea posible la realización simultánea de tales actividades y dentro de las normas permitidas por Ley); la prestación de servicios inherentes a estas actividades; efectuar inversiones relacionadas con lo precedente y, en general, realizar toda clase de actos jurídicos y operaciones cualquiera sea su carácter legal, incluso financieros, que hagan al objeto de la Sociedad, o estén relacionados con el mismo.

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 28701 de fecha 1° de mayo de 2006 y el Decreto Supremo N° 28711 de fecha 13 de mayo de 2006, el 19 de mayo de 2006 se llevó a cabo el cambio de propiedad de 7.882.390 acciones en poder de las Administradoras de Fondos de Pensiones en favor de YPFB. Consecuentemente, la participación accionaria al 31 de marzo de 2008 era la siguiente:

<u>Detalle</u>	<u>Porcentaje</u> %
Amoco Bolivia Oil and Gas AB	50,00
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	48,96
Otros menores	1,04
Total	100,00

En fecha 23 de enero de 2009, el gobierno boliviano emitió el Decreto Supremo N° 29888, mediante el cual nacionaliza todas las acciones de la Compañía que se encontraban en poder de Amoco Bolivia Oil & Gas AB a favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Consecuentemente, la nueva participación accionaria a partir de tal fecha es la siguiente:

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 1 – NATURALEZA, OBJETO Y ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD (Cont.)**

<u>Detalle</u>	<u>Porcentaje</u> %
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	99,32
Otros menores	0,68
Total	<u>100,00</u>

En Junta General de Accionistas del 19 de noviembre de 2009, se aprobó el cambio de denominación social a YPFB Chaco S.A. Esta decisión fue formalizada mediante Escritura Pública N° 3986/2009 de fecha 24 de noviembre de 2009.

En fecha 26 de diciembre de 2013, fue promulgada la Ley N° 466 – Ley de la Empresa Pública, que establece un nuevo régimen para las empresas públicas del nivel central del Estado (Nota 27), quedando comprendida YPFB Chaco S.A., dentro de la tipología de Empresa Estatal Mixta (EEM), al tratarse de una empresa con aportes del Estado mayores al 70% y menores al 100%. La disposición transitoria de la mencionada Ley establece un plazo máximo comprendido entre dos (2) y dieciocho (18) meses para la conversión de la empresa, en función a un cronograma de conversión de grupos de empresas públicas definido por el Consejo Superior Estratégico de la Empresa Pública (COSEEP), máxima instancia de definición de políticas, estrategias y lineamientos generales para la gestión empresarial pública, por lo que la aplicación de esta disposición normativa se realizará en el marco del cronograma que establezca el COSEEP y de las disposiciones conexas aplicables, cronograma que no se ha definido hasta la fecha.

**NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS**

Los estados financieros de YPFB Chaco S.A. al 31 de marzo de 2023 y 2022, han sido preparados de acuerdo con normas de contabilidad generalmente aceptadas en Bolivia.

**2.a. Bases de preparación de estados financieros**

Los estados financieros de la Sociedad han sido preparados bajo normas de contabilidad emitidas por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores (Contadores Públicos) de Bolivia. Por resolución de este Consejo, en caso de ausencia de pronunciamientos técnicos específicos en el país, se adoptan las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's).

**2.b. Consolidación de inversiones**

Los estados financieros de la Sociedad, han sido preparados para cumplir con las disposiciones legales a las que está sujeta como ente independiente. Por lo tanto, no incluyen la consolidación de los estados financieros de las empresas Subsidiarias de la Sociedad: Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.) y Flamagas S.A. (en liquidación); inversiones que se encuentran valuadas a su valor patrimonial proporcional según se expone en la Nota 5 a los estados financieros. Para evaluar la situación patrimonial y financiera, y los resultados de las operaciones de la Sociedad y sus Subsidiarias se debe recurrir a estados financieros consolidados preparados según la Norma de Contabilidad N° 8 aprobada por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad.

**2.c. Consideración de los efectos de la inflación**

Hasta el 10 de diciembre de 2020, los estados financieros han sido preparados en términos de moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación, de conformidad con procedimientos establecidos en la Norma de Contabilidad N° 3 (revisada y modificada), aprobada por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad y disposiciones legales vigentes. Dicha norma fue revisada y modificada en septiembre de 2007,

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)****2.c. Consideración de los efectos de la inflación (Cont.)**

aprobada mediante Resolución N° CTNAC 01/2007 de fecha 8 de septiembre de 2007. Asimismo, en fecha 11 de enero de 2008, según Resolución N° CTNAC 01/2008, el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad aprobó el cambio del índice a utilizarse a efectos de la reexpresión de estados financieros a moneda constante a partir del 1° de enero de 2008, de la cotización del dólar estadounidense a la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV).

Hasta la gestión finalizada el 31 de marzo de 2007, las partidas no monetarias que forman parte de los estados financieros, fueron reexpresadas al tipo de cambio del boliviano respecto al dólar estadounidense, vigente a la fecha de cierre.

Para las gestiones finalizadas a partir del 31 de marzo de 2008, las partidas no monetarias que forman parte de los estados financieros, fueron reexpresadas utilizando como índice de reexpresión a la variación en el valor de la UFV respecto al boliviano. El efecto de la reexpresión se registraba en la cuenta "Resultado por exposición a la inflación" del Estado de ganancias y pérdidas.

En fecha 8 de diciembre de 2020, el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad – CTNAC emitió la Resolución CTNAC 03/2020 que establece la suspensión del ajuste integral por inflación de estados financieros a partir del 11 de diciembre de 2020, aspecto al que YPFB Chaco S.A. dio cumplimiento.

Los saldos de los estados financieros y las notas explicativas al 31 de marzo de 2023 y 2022, no se encuentran reexpresados debido a la suspensión del ajuste integral mencionada en el párrafo precedente.

Si bien la norma contable prevé que a partir del 11 de diciembre de 2020, se suspende el ajuste integral por inflación para fines contables y societarios, para fines impositivos no hubo ninguna modificación en la normativa tributaria vigente, correspondiendo incluir el ajuste por inflación para fines de la determinación del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE). A tal efecto, la actualización de los rubros no monetarios de los estados financieros al 31 de marzo de 2023, generan un impacto en resultados de mayor gasto por Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes de Bs52.906.002 (2022: Bs19.444.994), los cuales son considerados para fines de la determinación del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE).

**2.d. Moneda extranjera**

Los activos y pasivos en moneda extranjera se convierten a bolivianos al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio de Bs6,96 por US\$ 1. Las diferencias de cambio resultantes de este procedimiento se registran dentro de los resultados del ejercicio en la cuenta "Diferencia de cambio".

**2.e. Estimaciones incluidas en los estados financieros**

La preparación de estados financieros, de acuerdo con normas de contabilidad generalmente aceptadas en Bolivia, requiere que la Gerencia de la Sociedad realice estimaciones y suposiciones que afectan los montos de activos y pasivos, y la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, así como los montos de los ingresos y gastos del ejercicio. En caso de que ocurrieran cambios en las estimaciones o supuestos debido a variaciones en las circunstancias en las que estuvieron basadas, el efecto del cambio será incluido en la determinación de la utilidad o pérdida neta del ejercicio en que ocurra el cambio.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)****2.e. Estimaciones incluidas en los estados financieros (Cont.)**

Las principales estimaciones de la Gerencia están relacionadas con las reservas de hidrocarburos utilizadas para el cálculo de deterioro de activos fijos, el cálculo de la depreciación de los activos fijos, los costos futuros de desmantelamiento, remediación ambiental y abandono de pozos, la recuperación de montos invertidos en pozos en curso, el impuesto diferido, los pasivos contingentes, la previsión contable para la desvalorización del inventario y la previsión contable para incobrables.

**2.f. Participación en Contratos de Operación y/o Servicios Petroleros en Riesgos Compartidos y/o Asociación**

La participación de la Sociedad en las operaciones de los Contratos de Operación y/o Servicios Petroleros, en Riesgo Compartido y/o Asociación, ha sido incorporada en sus estados financieros a través de la consolidación proporcional de la información financiera mensual de cada Contrato, tomando en cuenta el porcentaje de participación de YPFB Chaco S.A.

La Sociedad mantiene Contratos de Operación y/o Servicios Petroleros en Riesgo Compartido y/o Asociación con las siguientes empresas:

<u>Bloque</u>	<u>Socios de Contratos de Riesgo Compartido</u>	<u>Participación de YPFB Chaco S.A.</u> <u>%</u>
Planta de Compresión de Río Grande	■ YPFB Andina S.A. (Operador) – Petrobras Bolivia S.A. - Total Energías EP Bolívie Sucursal Bolivia.	20
<u>Socios de Contratos de Operación</u>		
Ñupuco (Ver Nota 25.a.3)	■ Vintage Petroleum Boliviana Ltd. – Sucursal Bolivia (Operador)	50
Bloque XX Tarija Oeste, Campo Itaú (Ver Nota 25.a.4)	■ Petrobras Bolivia S.A. (Operador) – Total Energías EP Bolívie Sucursal Bolivia – Shell Bolivia Corporation - Sucursal Bolivia.	4
Bloque Aquío (Ver Nota 25.a.5)	■ Total Energías EP Bolívie Sucursal Bolivia (Operador) – Tecpetrol de Bolivia – GP Exploración y Producción S.L. (Sucursal Bolivia).	10
Bloque Ipati (Ver Nota 25.a.5)	■ Total Energías EP Bolívie Sucursal Bolivia (Operador) – Tecpetrol de Bolivia – GP Exploración y Producción S.L. (Sucursal Bolivia).	10
<u>Socios de Contratos de Servicios Petroleros - Activos</u>		
Bloque Astillero (Ver Nota 25.b.6)	■ YPFB Chaco S.A. (Operador) – Petrobras Bolivia S.A.	60
Bloque San Telmo Norte (Ver Nota 25.b.7)	■ Petrobras Bolivia S.A. (Operador)	40
Bloque Charagua (Ver Nota 25.c)	■ YPF Exploración & Producción de Hidrocarburos de Bolivia S.A. (Operador)	40
<u>Socios de Contratos de Servicios Petroleros - En devolución</u>		
Bloque Iñigüazu (Ver Nota 25.b.8)	■ Repsol E&P Bolivia S.A. (Operador) – YPFB Andina S.A. – Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia – PAE E&P Bolivia Limited (Sucursal Bolivia).	13,445

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)****2.g. Disponibilidades**

Se valuaron a su valor nominal, incorporando en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio.

**2.h. Inversiones**

Las inversiones están constituidas por:

1. Certificados de depósito a plazo fijo: estos activos están contabilizados a su valor nominal, incluyendo los intereses devengados a la fecha de cierre del ejercicio.
2. Inversiones en otras sociedades: las inversiones de la Sociedad en Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.) y Flamagas S.A. (en liquidación), sobre las cuales la Sociedad posee una participación accionaria del 99,99% y 99%, respectivamente, se valúan por el método de valor patrimonial proporcional, siguiendo los lineamientos de la Norma de Contabilidad N° 7 ("NC 7") del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores (Contadores Públicos) de Bolivia. Toda otra inversión permanente está valuada al costo de adquisición.

Las inversiones se encuentran ajustadas por inflación de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Nota 2.c anterior.

3. Notas de Crédito fiscal: están contabilizadas a su valor nominal.

**2.i. Inventarios**

Los inventarios de materiales y suministros están contabilizados al menor valor entre el costo de adquisición y el valor de realización a la fecha de cierre.

Se constituye una provisión para desvalorización de materiales en función a un análisis detallado de los materiales por la Unidad Responsable.

Las existencias de petróleo crudo y productos, se valúan a costo de producción y/o compra, el cual no excede su valor de mercado.

**2.j. Costos incurridos en actividades de exploración y producción de petróleo y gas**

La Sociedad utiliza el método de esfuerzo exitoso para contabilizar sus actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Los costos de prospección o búsqueda incurridos antes de la vigencia de un Contrato de Servicio Petrolero, se cargan a resultados en el momento en que se incurren. Los costos de adquisición de propiedades, los costos de exploración que incluyen todos los costos relativos a la búsqueda de petróleo y/o gas incurridos en el marco de un Contrato de Servicio Petrolero, relacionados con la perforación exploratoria exitosa, las actividades de desarrollo y de equipos e instalaciones de apoyo, se capitalizan. Los costos exploratorios relacionados con pozos exploratorios no exitosos, se cargan a resultados cuando se determina que dichos pozos no contribuirán al desarrollo de nuevas reservas económicas. Los gastos directos e indirectos de producción, se cargan a resultados a medida que se incurre en los mismos.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)****2.k. Activos fijos**

El costo de los activos fijos existentes al 31 de marzo de 1997, corresponde al valor con que dichos activos fueron traspasados a YPF Chaco S.A. en la fecha de su formación, actualizados de acuerdo con lo descrito en la nota 2.c. Los activos fijos adquiridos con posterioridad a esa fecha se valoraron a su costo de adquisición actualizados de acuerdo con lo indicado en la Nota 2.c., menos las correspondientes depreciaciones acumuladas.

La depreciación de los activos de la Sociedad, ha sido calculada de acuerdo con los siguientes criterios:

1. Los edificios, equipos de oficina, vehículos, muebles y enseres, se deprecian en función al método de línea recta, aplicando tasas suficientes para extinguir los valores al final de la vida útil estimada.
2. Los costos de adquisición de concesiones, costos de exploración y desarrollo de campos capitalizados y los costos de las plantas de gas y los equipos instalados en pozos, son amortizados y depreciados utilizando el método de unidades de producción a través de un factor de agotamiento que se calcula considerando la producción de gas y petróleo con respecto a las reservas económicas probadas existentes, de la siguiente manera:
  - Las propiedades con reservas probadas de petróleo y gas, sobre la base de las reservas probadas de cada área productora.
  - Las plantas de gas, equipos de producción y los costos en pozos inyectoros y de extensión, sobre la base de las reservas probadas de cada área productora.
  - El costo de los pozos productores (que incluyen los costos exploratorios relacionado con la perforación exploratoria exitosa) y el costo de los pozos de desarrollo, sobre la base de las reservas probadas desarrolladas de cada área productora.

Los mantenimientos y reparaciones que no extienden la vida útil de los bienes son cargados a los resultados del ejercicio en el que se incurren.

**2.l. Deterioro de activos**

Los activos fijos y otros activos no corrientes, son revisados periódicamente para determinar si existen pérdidas por concepto de deterioro, cuando hechos o cambios en las circunstancias indican que estos activos posiblemente no son recuperables.

Los activos cuyos valores en libros exceden la cantidad que se estima serán recuperados, son ajustados al valor neto descontado de los flujos futuros de efectivo que se estima que el activo generará. La Unidad Generadora de Efectivo para la evaluación anual, es cada Contrato de Servicios Petroleros y concesión obtenida.

**2.m. Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono**

La Sociedad contabiliza los pasivos ambientales relativos a actividades presentes y pasadas siempre y cuando exista una responsabilidad legal y el costo futuro derivado de la resolución de dichos pasivos pueda ser estimado razonablemente. El monto registrado es el valor presente de los gastos futuros estimados determinados de acuerdo con condiciones y requerimientos legales.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)****2.m. Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono (Cont.)**

Tomando esta base, al 31 de marzo de 2023 y 2022, la Sociedad determinó como costo total futuro por desmantelamiento, abandono de pozos y remediación ambiental un importe de Bs1.004.475.541 equivalentes a US\$ 144.321.198, para los campos productores de petróleo y gas natural. Sobre la base de este importe, la Sociedad provisiona mensualmente cierta porción a través del factor de agotamiento, considerando la producción de gas y petróleo de cada Campo productor con respecto a las reservas probadas existentes en los mismos. Al 31 de marzo de 2023 y 2022, el monto provisionado asciende a Bs620.370.433 equivalentes a US\$ 89.133.682 y Bs550.922.349 equivalentes a US\$ 79.155.510, respectivamente, de los cuales se ejecutó el monto de Bs1.110.404, equivalentes a US\$ 159.541 al 31 de marzo de 2023.

**2.n. Impuesto sobre las utilidades de las empresas (IUE)**

La Sociedad determina el cargo por este impuesto aplicando el método de lo diferido. El impuesto diferido es calculado utilizando el método del balance; este método requiere la contabilización de las diferencias temporarias netas existentes entre las bases contables y fiscales de activos y pasivos. El importe de impuesto diferido calculado es basado en la forma esperada de realización o liquidación de los importes contables de activos y pasivos, utilizando la tasa de impuestos vigente del 25%.

Un activo por impuesto diferido es reconocido solamente hasta el importe que es probable que futuras ganancias imponibles estarán disponibles, contra las cuales el activo pueda ser utilizado.

**2.o. Provisión para indemnizaciones**

La provisión para indemnizaciones se constituye para el personal por el total del pasivo, contingente o cierto, devengado al cierre del ejercicio. Según las disposiciones laborales en vigencia, transcurridos los tres meses de antigüedad en su empleo, el personal ya es acreedor a la indemnización, equivalente a un mes de sueldo por año de servicio, incluso en los casos de retiro voluntario. En base a la rotación normal del personal, esta provisión es considerada no corriente.

**2.p. Patrimonio neto**

Hasta la gestión finalizada al 31 de marzo de 2007, la Sociedad reexpresó su patrimonio establecido al inicio en función a la variación en la cotización oficial del dólar estadounidense a la moneda nacional. La Sociedad reexpresaba el total del patrimonio a moneda de cierre y su contrapartida estaba en la cuenta del Estado de ganancias y pérdidas "Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes". La reexpresión correspondiente a las cuentas Capital, Prima para emisión de acciones y Reservas se registraba en la cuenta patrimonial "Ajuste global del patrimonio", mientras que la reexpresión correspondiente a los resultados acumulados queda expuesta bajo esa denominación.

En la gestión 2007, la Norma de Contabilidad N° 3 (revisada y modificada), eliminó la posibilidad de ajuste con base en la cotización oficial del dólar estadounidense. La Resolución CTNAC 01/2008 del 11 de enero de 2008, establecía que a partir del 1° de enero de 2008, para el ajuste por inflación se utilice la UFV, mientras no se cuente con un Índice General de Precios oficial y de emisión diaria, dando la posibilidad de realizar el ajuste en forma anticipada en la gestión 2007, opción adoptada por la Sociedad. A partir de la vigencia de la norma antes mencionada, el capital se reexpresa a través de la cuenta "Ajuste de capital". La reexpresión del resto de las cuentas patrimoniales se registra en la cuenta "Ajuste de reservas patrimoniales", excepto la cuenta de resultados acumulados que se reexpresa sobre la misma línea, hasta contar con la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas para el registro de la re-expresión de los resultados acumulados en la cuenta "Reserva para Ganancias No Monetizables". A partir del 11 de diciembre de 2020, se suspendió la reexpresión de las cuentas patrimoniales de acuerdo a lo indicado en Nota 2.c.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)****2.q. Reconocimiento de ingresos**

Los ingresos se registran sobre la base contable de devengado.

**2.r. Pasivos contingentes**

Para el registro de provisiones para contingencias, la Sociedad adopta el siguiente criterio:

1. Contingencia Remota, como aquella obligación que no tiene posibilidades de ocurrencia;
2. Contingencia Posible, como aquella obligación cuyas posibilidades de ocurrencia alcanzan hasta el 50% (las contingencias que tienen esta calificación no se provisionan, solamente se las revela en la nota de contingencias);  
y
3. Contingencia Probable, como aquella obligación cuyas posibilidades de ocurrencia sobrepasan el 50% (las contingencias que tienen esta calificación se provisionan y se revelan en la nota de contingencias).

**NOTA 3 – CONTRATOS DE OPERACIÓN FIRMADOS CON YPFB**

En fecha 19 de mayo de 2005, fue publicada la Ley de Hidrocarburos N° 3058, que establece que los Titulares que hubieran suscrito Contratos de Riesgo Compartido, deberían convertirse obligatoriamente a las modalidades de Contrato establecidas en dicha Ley.

En fecha 28 de octubre de 2006, se suscribieron varios Contratos de Operación entre YPFB Chaco S.A. e YPFB, (Ver Nota 25.a), de conformidad al Art. 139 de la Constitución Política del Estado (“CPE”), concordante con el Art. 359 de la Nueva Constitución Política del Estado, Ley de Hidrocarburos N° 3058 y el DS N° 28701. Estos Contratos de Operación entraron en vigencia el 2 de mayo de 2007 después de su aprobación por parte del Poder Legislativo y la protocolización ante Notario de Gobierno, por un plazo de treinta años computables a partir de dicha fecha, salvo que sean terminados anticipadamente de acuerdo con lo establecido en los mismos o con las leyes aplicables.

El objeto de estos Contratos es la ejecución por parte de la Sociedad de todas las Operaciones Petroleras dentro de las Áreas del Contrato a su exclusiva cuenta y riesgo de conformidad con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos y los términos y condiciones de los Contratos, a cambio de recibir de YPFB una Retribución. Para este fin, la Sociedad cubrirá todos los costos y provee todo el personal, tecnología, instalaciones, materiales y capital necesarios para la realización de las operaciones petroleras. YPFB por su parte, no asumirá ningún riesgo ni responsabilidad respecto a las operaciones petroleras o los resultados de las mismas.

Los Contratos también requieren que la Sociedad entregue toda la producción a YPFB, la cual a su vez comercializará los hidrocarburos a los precios de mercado convenidos y formalizados a través de Acuerdos de Entrega por mercado. En este sentido, YPFB se convirtió en el único cliente de la Sociedad a partir del 2 de mayo de 2007. Adicionalmente, YPFB se convirtió en el único proveedor de gas de la subsidiaria Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.).

En base a estos Contratos de Operación, YPFB retiene los importes relacionados a costos de transporte, compresión, regalías y participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y paga e instruye el pago directo al comprador de hidrocarburos del saldo remanente a la Sociedad. El monto neto de la comercialización



## YPFB CHACO S.A.

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

#### NOTA 3 – CONTRATOS DE OPERACIÓN FIRMADOS CON YPFB (Cont.)

de hidrocarburos es recibido por la Sociedad para cubrir los costos operativos (previamente presupuestados y aprobados por YPFB que incluyen los costos de depreciación y operativos) y la utilidad. YPFB participa de cualquier utilidad en un porcentaje predeterminado establecido por el Contrato en una tabla que es parte del Anexo F de cada Contrato.

Las principales características de los Contratos son las siguientes:

1. La Sociedad asume todos los riesgos relacionados con las actividades de exploración, desarrollo y producción denominadas riesgo de precio, riesgo de desarrollo, riesgo de producción y riesgo de reservas. La Sociedad está comprometida a explorar y explotar el 100% de las reservas bajo las Áreas de Concesión. La Sociedad obtiene una utilidad cuando la producción es comercializada a precios suficientes para cubrir sus costos operativos.
2. Tal como está establecido en el Contrato, la depreciación es reconocida como un costo recuperable calculado utilizando el método de línea recta y considerando la siguiente tabla de vida útil:
 

Pozos	5 años
Líneas de recolección	5 años
Plantas de procesamiento	8 años
Ductos	10 años
3. Una vez que estos activos sean totalmente depreciados, la propiedad de tales activos se revierte automáticamente a YPFB. No obstante, la Sociedad tendrá el derecho a utilizar sin costo estos activos hasta la finalización del Contrato.
4. La propiedad de los hidrocarburos, cualquiera sea su estado (gas y petróleo producido, reservas, etc.), se mantendrán para el estado boliviano. La comercialización y transporte de los hidrocarburos, así como el pago de regalías y participaciones e IDH son responsabilidad de YPFB. Los clientes cancelan algunos importes directamente a YPFB (para cubrir el pago de regalías y participaciones e IDH y la participación adicional relacionada con los Contratos de Operación) y el resto es depositado en las cuentas de la Sociedad.
5. Una vez producidas, un porcentaje definido en cada Contrato de las reservas de un Campo, el Titular debe transferir los fondos provisionados a una cuenta de abandono. A tal efecto, el Titular e YPFB deben establecer un fideicomiso en dólares americanos, cuyo objeto único y específico será cubrir los costos de abandono de los Campos de las Áreas de cada Contrato.

A la fecha del presente informe, existen temas pendientes de resolución relacionados con aspectos y obligaciones anteriores a los Contratos de Operación y aspectos relacionados con los Contratos de Operación que aún no han sido reglamentados. Entre dichos aspectos pendientes podemos mencionar: i) Conciliación de cuentas por cobrar por Retribución al Titular, en cuanto a las cantidades entregadas, cálculos promedios ponderados de precios y tarifas en punto de fiscalización, cálculos de regalías e IDH que forman parte de la Retribución, ii) Inventario de petróleo crudo y GLP, iii) El tratamiento del inventario por "Line Pack", iv) Las cuentas por cobrar por desbalance de gas natural y v) las cuentas por pagar por "take or pay".

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 3 – CONTRATOS DE OPERACIÓN FIRMADOS CON YPFB (Cont.)**

El volumen de "Line Pack" o Carga en Línea necesario para llenar el gasoducto, será valorado al precio acordado entre las partes del Contrato YPFB-PETROBRAS y será considerado por YPFB en el cálculo de la Retribución del Titular en el mes que se haga efectivo el pago correspondiente de la entrega de los respectivos volúmenes requeridos para este fin. El importe correspondiente a "Line Pack" que tiene contabilizado la Sociedad al 31 de marzo de 2023 y 2022, asciende a Bs16.299.407 (ver Nota 8).

**NOTA 4 – DISPONIBILIDADES**

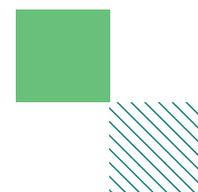
La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Bank of America Merrill Lynch	6.490.749	640.278.459
Banco Mercantil Santa Cruz S.A.	130.766.256	5.543.394
Banco Bisa S.A.	32.877.371	6.197.556
Banco de Crédito S.A.	128.223.689	3.957.448
Banco Unión S.A.	46.472.298	5.843.964
Banco Nacional de Bolivia S.A.	107.217	217.109.214
Caja chica	<u>105.000</u>	<u>135.000</u>
Total	<u>345.042.580</u>	<u>879.065.035</u>

Mediante Resolución de Directorio N° 006/2023, vigente a partir del 4 de enero de 2023 (que deja sin efecto las Resoluciones de Directorio N° 039/2022 de fecha 10 de mayo de 2022 y N° 050/2022 de 7 de julio de 2022), el Banco Central de Bolivia (BCB) aprueba un nuevo Reglamento de Operaciones Financieras con el Extranjero de las Empresas Públicas de Nivel Central del Estado y Empresas en las que el Estado tenga Mayoría Accionaria, disposición que alcanza a las operaciones financieras con recursos invertidos y mantenidos en el exterior, de forma directa o a través de fideicomisos de las sociedades comerciales con participación mayoritaria del Estado, así como a sus filiales y subsidiarias. Dicho reglamento establece que toda transferencia de divisas del y al extranjero deberá realizarse a través del BCB, por cuyo movimiento el BCB abonará en la cuenta del titular el equivalente en moneda nacional al tipo de cambio oficial de compra. Dicha Resolución establece además que excepcionalmente se pueden mantener saldos de capital de operaciones en el exterior hasta un monto de US\$ 1.000.000 y que los saldos que se mantengan en cuentas en Moneda Extranjera en el extranjero o en fideicomisos, con recursos provenientes de exportaciones y los recursos invertidos en el extranjero a través de instrumentos financieros, de forma directa o mediante fideicomisos deben ser convertidos a Moneda Nacional a través del Banco Central de Bolivia al tipo de cambio oficial de compra. El párrafo III del Artículo 4 del Reglamento dispone hasta el 13 de enero de 2023 para iniciar con la aplicación del referido mecanismo. Por otro lado, el Artículo 6 del reglamento indica que los pagos que realicen las empresas públicas del nivel central del Estado y empresas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria en sus subsidiarias y filiales que sean residentes en territorio nacional, por concepto de servicios u otros relacionados con sus exportaciones, deberán ser procesados en Moneda Nacional. Al 31 de marzo de 2023, la referida disposición está siendo atendida por YPFB Chaco S.A.

**NOTA 5 – INVERSIONES**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:



## YPFB CHACO S.A.

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

## NOTA 5 – INVERSIONES (Cont.)

		<u>2023</u>	<u>2022</u>
		Bs	Bs
<i>Corriente:</i>			
Depósitos a plazo fijo:			
- Banco Unión S.A.	(a)	939.600.000	800.350.000
- Banco de Crédito S.A.	(a)	58.714.540	66.335.604
- Banco Bisa S.A.	(a)	58.407.960	98.769.438
- Banco Fomento a Iniciativas Económicas S.A.	(a)	34.300.000	-
- Banco Mercantil Santa Cruz S.A.	(a)	207.200.000	-
Notas de crédito fiscal		<u>31.648.047</u>	<u>144.972</u>
Total		<u>1.329.870.547</u>	<u>965.600.014</u>
<i>No corriente:</i>			
Inversiones en sociedades	(b)	367.892.708	351.055.557
Otras inversiones		<u>522.000</u>	<u>522.000</u>
Total		<u>368.414.708</u>	<u>351.577.557</u>

- (a) Al 31 de marzo de 2023 y 2022, los depósitos a plazo fijo constituidos por el importe de Bs32.558.597 y Bs130.305.286, respectivamente, se encuentran garantizando la emisión de boletas de garantía para el cumplimiento de Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE) en Áreas exploratorias. Asimismo, se incluyen otras inversiones en depósitos a plazo fijo por un importe de Bs1.265.663.903 y Bs835.149.756, respectivamente. Las UTE son obligaciones de trabajo (su equivalencia en dinero está normada), que el Titular debe ejecutar en las etapas exploratorias, debiendo ser garantizadas en favor de YPFB con la emisión de boletas de garantías. En caso de que el Titular incumpla con las actividades exploratorias establecidas para cada fase, deberá pagar a YPFB el valor de las UTE no ejecutadas, constituyéndose en un incumplimiento de las inversiones mínimas estipuladas por Ley y Contrato. Los intereses devengados por cobrar a la fecha de cierre, correspondiente a estas inversiones, se exponen en el rubro de "Otras cuentas por cobrar a corto plazo".
- (b) Al 31 de marzo de 2023 y 2022, el saldo de la cuenta inversiones en sociedades consiste en el Valor Patrimonial Proporcional de:

	<u>2023</u>		<u>2022</u>	
	<u>Participación</u>	<u>Saldo</u>	<u>Participación</u>	<u>Saldo</u>
	%	Bs	%	Bs
- Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A. -CECBB S.A.) – inversión efectuada en fecha 31 de mayo de 2003 (ii)	99,99	322.295.610	99,99	307.640.671
- Flamagas S.A. (en liquidación) – Inversión efectuada en fecha 15 de febrero de 2008 (i)	99,00	<u>45.597.098</u>	99,00	<u>43.414.886</u>
Total		<u>367.892.708</u>		<u>351.055.557</u>

- (i) Por decisión de la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Flamagas S.A., en fecha 9 de diciembre de 2016, se dispuso la disolución y liquidación de Flamagas S.A., disolución que al 31 de marzo de 2023 se encuentra en proceso. Los estados financieros de la subsidiaria, no incluyen ningún ajuste, si los hubiere, que pudieran resultar de la finalización del proceso de liquidación de la Subsidiaria Flamagas S.A. (en liquidación).

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 5 – INVERSIONES (Cont.)**

Asimismo, al 31 de marzo de 2023, Flamagas S.A. (en liquidación) mantiene con YPFB activos disponibles para la venta por Bs10.147.347 y otras cuentas por cobrar por Bs 5.817. La Comisión Liquidadora de Flamagas S.A. (en liquidación) estima que en la gestión 2023 YPFB concluirá con el proceso de adquisición de los activos que se encuentran como “disponibles para la venta”.

- ii) Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.) ha preparado un plan estratégico de continuidad de negocio con un horizonte de 5 años que le permitirá incrementar sus ingresos operativos futuros y, por lo tanto, recuperar las inversiones realizadas en activos. Dicho plan considera los siguientes objetivos: i) generar nuevos mercados a mediano y largo plazo para la continuidad operativa de la Planta Termoeléctrica; este objetivo está relacionado con la comercialización de energía a Brasil, ii) generar estrategias para garantizar la continuidad operativa de la Planta Termoeléctrica, con el objetivo de mantener a Chaco Energías S.A. en el mercado eléctrico Boliviano, y iii) consolidar la cartera de servicios de Chaco Energías S.A. con el objetivo de prestar servicios especializados a diferentes empresas.

El retorno del valor de las inversiones realizadas en activos de Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.) depende del cumplimiento de dicho plan. Los resultados finales del plan de negocios y retorno del valor de las inversiones en activos, se conocerán una vez se concluya con la implementación y desarrollo del mismo.

**NOTA 6 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

		<u>2023</u>	<u>2022</u>
		<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
<i>Corriente:</i>			
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	(a)	954.994.418	406.344.004
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores	(b)	<u>31.538.937</u>	<u>-</u>
Total		<u><u>986.533.355</u></u>	<u><u>406.344.004</u></u>
<i>No Corriente:</i>			
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	(a)	145.181.764	134.957.366
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores	(b)	123.096.808	123.096.808
YPFB, saldo por cobrar anterior al 1ro de mayo de 2007	(c)	2.760.048	2.760.048
Petróleos Brasileiros (Petrobras) (GSA)	(c)	3.494.664	3.494.664
Vintage Petroleum Boliviana Ltd. (Sucursal Bolivia)	(c)	1.334.014	1.334.014
(-) Previsión para incobrables		<u>(130.685.534)</u>	<u>(130.685.534)</u>
Total		<u><u>145.181.764</u></u>	<u><u>134.957.366</u></u>

- (a) El saldo por cobrar por Retribución al Titular (RT) al 31 de marzo de 2023, por un total de Bs1.100.176.182 (2022: Bs541.301.370), está conformado por saldos facturados por Bs849.020.818 (2022: Bs207.186.254) e importes devengados por facturar por Bs251.155.364 (2022: Bs334.115.116), en espera de la información necesaria para proceder con su facturación (últimos dos meses de cada periodo fiscal y otras estimaciones).

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 6 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES (Cont.)**

El incremento de los saldos por cobrar por RT expuestos en la porción corriente, responde a retrasos en los pagos por las entregas de gas natural al mercado argentino de los meses de agosto a diciembre 2022, que al 31 de marzo 2023 se encontraban vencidas.

Los saldos por cobrar por RT expuestos en la porción no corriente se encuentran pendientes de conciliación con YPF, tal como se señala en la Nota 3.

De acuerdo con los Contratos de Operación y los Procedimientos de Pago suscritos, el plazo para la conciliación de la Retribución al Titular es de 120 días luego de finalizado el mes operativo de producción. En este sentido, la Sociedad ha solicitado a YPF la realización de dicha conciliación.

A partir de septiembre 2012, la Sociedad declara y factura sus ingresos de acuerdo con la Resolución Normativa de Directorio N° 10-0027-12 emitida por el SIN.

En el año 2014, YPF entregó el cálculo oficial de la reliquidación de la RT del año 2007, del cual no se tiene diferencias significativas respecto a la RT registrada por YPF Chaco S.A. A la fecha, aún no se suscribió el Acta de Conciliación definitiva por la gestión 2007.

Las mayores diferencias de la RT se originan en el periodo 2007 – 2011, en la determinación de las cargas públicas (regalías, participaciones e IDH) realizadas por YPF, debido principalmente a la no consideración / inclusión de las Notas de Entrega de Gas Natural al Mercado Interno, realizada por YPF a unidades de redes de gas de su dependencia, que no originaron la emisión de factura comercial en esa etapa. La no consideración de estas asignaciones como ventas, ocasionó que en los referidos periodos se presenten diferencias en la base imponible de las cargas públicas, con los siguientes efectos: i) mayor asignación de la producción al Mercado de Exportación para efectos de pago de cargas públicas, y ii) mayor precio promedio ponderado en el Mercado Interno.

En fecha 9 de septiembre de 2011, se publica la Ley N° 169 (Ley Financiera), en su Artículo 6 (Valoración de Venta de Gas Natural por Redes en el Mercado Interno) señala que, “para fines de aplicación del Artículo 56 de la Ley N° 3058 de fecha 17 de mayo de 2005, YPF ajustará el precio interno facturado por ventas de gas natural distribuido por redes domiciliarias, comerciales, industriales y gas natural vehicular, hasta el precio fijado en punto de fiscalización; conforme a reglamentación”. En fecha 4 de noviembre de 2011, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía emitió la Resolución Ministerial N° 437/11 que reglamenta el Artículo 6 de la Ley N° 169, que entre otros señala, que para efectos del cálculo de las Regalías y Participaciones se deben considerar las transferencias de volúmenes y energía de YPF y sus Gerencias o Unidades Dependientes. Lo anterior supondrá una regularización de las Regalías y Participaciones al TGN con el correspondiente efecto en la Retribución al Titular.

- (b) De conformidad a lo establecido en los Artículos 3 y 9 del Decreto Supremo N° 1202 de fecha 18 de abril de 2012, los Campos Humberto Suarez Roca, Los Cusis, Patujusal y Patujusal Oeste del Contrato de Operación Chaco Áreas varias, fueron definidos como Campos Petrolíferos, debido a que producen petróleo como hidrocarburo principal, y fueron sujetos a la aplicación del incentivo de treinta dólares por barril sobre la producción de Petróleo, el cual fue recibido hasta el mes de noviembre de 2017.

En fecha 11 de diciembre de 2015, se promulga la Ley N° 767 que establece un nuevo régimen de incentivos, misma que fue reglamentada mediante el Decreto Supremo N° 2830 del 6 de julio de 2016 y normativas conexas.

En fecha 3 de enero de 2018, se promulga el Decreto Supremo N° 3448 en el que, en su Disposición Adicional Segunda, modifica el párrafo IV del Artículo 3 del Decreto Supremo N° 2830 con el siguiente texto: “IV. El incentivo a la producción de Petróleo Crudo de nuevos reservorios descubiertos en Áreas de explotación, acumulaciones descubiertas no comerciales y/o campos cerrados reactivados, y que se encontraban en etapa de

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 6 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES (Cont.)**

evaluación a la fecha de la publicación de la Ley N° 767, se beneficiarán de un incentivo de treinta dólares por barril de petróleo crudo (US\$ 30/bbl) otorgados mediante el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos – FPIEEH”.

En ese marco y considerando que los Campos Humberto Suarez Roca, Los Cusis, Patujusal y Patujusal Oeste son acumulaciones descubiertas no comerciales y que se encontraban en etapa de evaluación a la fecha de publicación de la Ley N° 767, YPFB Chaco S.A. continuó presentando solicitudes de pago de incentivos por los periodos diciembre de 2017 a septiembre de 2019. No obstante, YPFB y la ANH resuelven rechazar dichos requerimientos, motivo por el cual YPFB Chaco S.A. interpuso los recursos legales ante las instancias competentes, buscando la restitución de sus derechos a través del pago de los incentivos a campos menores del periodo indicado.

En el caso del incentivo de los periodos de octubre 2019 a diciembre de 2021, las solicitudes de pago de incentivos no fueron presentadas, entre tanto, se resolvían los procesos legales indicados precedentemente.

Mediante Decreto Supremo N° 4646 de 29 de diciembre de 2021 y la Resolución Ministerial N° 183-2021 de 30 de diciembre de 2021, se modifica la base legal de los incentivos a campos menores incorporando la referida Resolución Ministerial la siguiente definición: “c) Acumulaciones Descubiertas no Comerciales: Son aquellas acumulaciones de Petróleo Crudo que presentan potencial de ser recuperadas y desarrolladas, pero en el momento de su evaluación no cuentan con las condiciones técnicas y/o económicas para definir su explotación.”. Definición que permitió el pago de incentivos a YPFB Chaco S.A. a partir del periodo febrero de 2022 en delante de manera regular. Con relación a los procesos legales anteriores a la emisión de la nueva normativa citada, en fecha 16 de mayo de 2022 se formularon desistimientos de las acciones presentadas, en consideración a que el derecho de YPFB Chaco S.A. fue restituido a partir del periodo febrero de 2022, tal como se indicó.

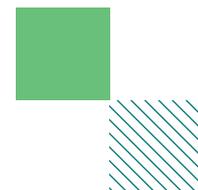
En relación al incentivo del periodo enero de 2022, al encontrarse dentro la nueva normativa fueron solicitados por parte de YPFB Chaco S.A. Sin embargo, en fecha 8 de abril de 2022 la ANH notificó la Resolución Administrativa RA-ANH-DJ- UGIN N° 0188/2022, resolviendo que los campos: Humberto Suárez Roca, Los Cusis, Patujusal y Patujusal Oeste, no son objeto de incentivos por dicho periodo. Ante lo cual en fechas 25 de abril de 2022 y 5 de septiembre de 2022, se interpusieron los recursos administrativos correspondientes, argumentando vulneración al derecho a la defensa, igualdad, así como los aspectos técnico legales correspondientes. A la fecha se está a la espera de la emisión y notificación de la Resolución Ministerial que resuelva el Recurso Jerárquico.

Dado estos antecedentes legales, se determinó provisionar la no recuperación del importe registrado contablemente en la porción no corriente de Bs123.096.808, correspondiente al incentivo de los periodos diciembre 2017 a marzo 2021.

El importe total no reconocido de incentivos por parte de YPFB de diciembre 2017 a enero 2022 asciende a Bs150.084.505.

El saldo de incentivos a la producción de petróleo en campos menores registrados en la porción corriente por Bs31.538.937, corresponde a los incentivos del periodo junio 2022 a marzo 2023.

- c) Los saldos corresponden a diferencias en el pago de las cartas facturas mensuales por entregas de gas natural a Petrobras en virtud al Contrato GSA, antes de la puesta en vigencia del Contrato de Operación (originadas por divergencias en la interpretación de la cláusula de precios entre YPFB y Petrobras). Estos importes, producto de la conciliación realizada entre YPFB y Petrobras, tienen que ser reembolsados por YPFB a YPFB Chaco S.A. En tanto no se efectúe el desembolso correspondiente, la previsión constituida no será revertida. También se incluyen saldos menores por cobrar, relacionados con la facturación por venta de productos, anterior al 1ro. de mayo de 2007, las cuales se encuentran provisionadas.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 7 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A CORTO PLAZO**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Saldos a favor por regalías y participaciones	8.017.086	8.017.086
Gastos pagados por anticipado	31.200.879	26.444.925
Cuentas por cobrar por contratos de riesgo compartido	48.958.284	32.072.164
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas	(b) 18.485.525	7.481.307
Cuentas por cobrar servicios de O&M	(a) 14.562.161	41.711.303
Anticipo a proveedores	16.569.706	6.602.606
Otros anticipos y adelantos	177.818	115.679
Otras cuentas por cobrar	42.751.906	18.101.814
(-) Previsión para incobrables	<u>(1.750.669)</u>	<u>(1.750.669)</u>
Total	<u>178.972.696</u>	<u>138.796.215</u>

- (a) Cuentas por cobrar por el Servicio de Operación y Mantenimiento de la Planta de Separación de Líquidos Carlos Villegas Quiroga y de la Planta de Gas La Vertiente (ver Notas 25.d. y 25.e.).
- (b) Saldo de corto plazo correspondiente a la cuenta por cobrar a Chaco Energías S.A. descrito en la Nota 9.

**NOTA 8 – INVENTARIOS**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
<i>Corriente:</i>		
Petróleo crudo y GLP (ver Nota 3.5)	<u>6.286.528</u>	<u>6.726.588</u>
<i>No Corriente:</i>		
Materiales controlables (*)	239.054.168	203.239.109
Materiales no controlables (*)	12.363.495	11.962.627
Line Pack (Ver Nota 3.5)	16.299.407	16.299.407
Previsión para desvalorización de materiales	<u>(4.829.351)</u>	<u>-</u>
Total	<u>262.887.719</u>	<u>231.501.143</u>

- (\*) Los saldos de materiales controlables y no controlables incluyen cargos por materiales en tránsito y gastos de importación. Los materiales controlables corresponden principalmente a cañerías, tuberías y otros materiales que se utilizan principalmente en actividades de inversión.

**NOTA 9 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO**

Al 31 de marzo de 2023 y 2022, el saldo de esta cuenta que asciende a Bs477.600.713, se encuentra conformado por dos préstamos a favor de la subsidiaria Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.); uno de ellos fue otorgado por YPFB Chaco S.A. en el mes de julio 2012, a un plazo de 16 años con un interés de 2,5% el primer año y 10,6% para los siguientes años. En fecha 2 de mayo y 4 de julio de 2013, la Sociedad suscribió la primera y segunda Adenda al Contrato. La segunda Adenda establece que el préstamo para la ejecución del Proyecto de Ampliación de la Central Termoeléctrica Bulu Bulu y capital de operaciones por un total de US\$ 43.350.000, tendrá una tasa del 1% anual y 17 años de plazo, que incluye dos años de gracia para el pago de

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 9 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Cont.)**

capital e intereses a partir de la fecha de suscripción de la segunda adenda. En fecha 19 de julio de 2022, se suscribe una tercera Adenda flexibilizando las condiciones para la amortización del Capital y ampliando el plazo de devolución del préstamo a 15 años computables a partir de 30 de junio de 2023.

Adicional al préstamo descrito anteriormente, se incluye el préstamo transferido por la Empresa Boliviana de Energía S.A. de US\$ 25.270.792, el cual no generaba intereses y no tenía establecido un plan de pagos. En fecha 25 de agosto de 2016, la Empresa Boliviana de Energía S.A. mediante Contrato de Cesión de Crédito y Extinción de Obligaciones, transfiere en favor de YPFB Chaco S.A. todos los derechos y obligaciones emergentes del préstamo otorgado conforme el instrumento original. Los intereses devengados por cobrar a la fecha de cierre, correspondiente a estos préstamos, se exponen en el rubro de “otras cuentas por cobrar a corto plazo”.

**NOTA 10 – OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

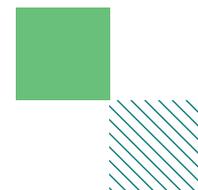
		<u>2023</u>	<u>2022</u>
		Bs	Bs
Fideicomiso para abandono de campos	(a)	362.898.610	363.566.874
Otros activos no corrientes	(b)	12.515.955	17.607.815
Total		<u>375.414.565</u>	<u>381.174.689</u>

- a) Corresponde a la Cuenta de Abandono establecida en los Contratos de Operación suscritos el 28 de octubre de 2006, mencionado en las Notas 3.5, 25.a.1 y 25.a.3, que establecen que una vez fueran producidas el sesenta por ciento (60%) de las reservas de un Campo (de los Contratos de Operación Chaco Áreas Varias y Ñupuco), el Titular transferirá los fondos provisionados a la cuenta de Abandono, los cuales serán Costos Recuperables a partir de ese momento.
- b) Al 31 de marzo de 2023 y 2022, se incluyen Bs3.195.001 y Bs 5.122.860 equivalentes a US\$ 459.052 y US\$ 736.043, respectivamente, que corresponden a pagos realizados por aportes relacionados con la participación de YPFB Chaco S.A. en el Bloque de exploración Charagua, que al 31 de marzo de 2023 se encuentra pendiente de conciliación con el Socio Operador (Ver Nota 25.c.).

**NOTA 11 – ACTIVO FIJO**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	<u>2023</u>		<u>2022</u>	
	<u>Valor origen</u>	<u>Depreciación acumulada</u>	<u>Valor neto</u>	<u>Valor neto</u>
	Bs	Bs	Bs	Bs
Terrenos	9.811.156	-	9.811.156	9.811.156
Edificios	187.473.729	(172.279.639)	15.194.090	17.830.675
Plantas y equipos de procesamiento (b)	5.442.774.176	(4.746.445.889)	696.328.287	843.630.797
Inversión en pozos (b)	14.202.747.261	(11.858.970.850)	2.343.776.411	2.694.714.910
Líneas y equipos de campo (b)	1.902.757.811	(1.486.897.636)	415.860.175	447.848.629
Concesiones - Planta de compresión Río Grande y Ducto menor Carrasco-Bulo Bulo (b)	273.629.800	(224.887.721)	48.742.079	44.944.626
Traspaso	22.019.193.933	(18.489.481.735)	3.529.712.198	4.058.780.793



## YPFB CHACO S.A.

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

## NOTA 11 – ACTIVO FIJO (Cont.)

	2023		2022	
	<u>Valor origen</u>	<u>Depreciación acumulada</u>	<u>Valor neto</u>	<u>Valor neto</u>
	Bs	Bs	Bs	Bs
Traspaso	22.019.193.933	(18.489.481.735)	3.529.712.198	4.058.780.793
Otros activos fijos	354.239.526	(334.089.992)	20.149.534	19.469.905
Proyectos en curso (a)				
- Desarrollo y Otros	218.422.448	-	218.422.448	171.535.271
- Exploratorios	808.167.639	-	808.167.639	457.874.158
Saldos al 31 de marzo de 2023	<u>23.400.023.546</u>	<u>(18.823.571.727)</u>	<u>4.576.451.819</u>	
Saldos al 31 de marzo de 2022	<u>22.783.495.781</u>	<u>(18.075.835.654)</u>		<u>4.707.660.127</u>

La depreciación del ejercicio y la amortización de la reserva para desmantelamiento, restauración y abandono al 31 de marzo de 2023 y 2022 ascienden a Bs700.325.196 y Bs708.808.791, respectivamente, fueron cargadas a los resultados del ejercicio.

- (a) El saldo de proyectos en curso corresponde a costos acumulados de inversiones en exploración y desarrollo, que incluye proyectos exploratorios, de perforación exploratoria y/o de desarrollo, además de la construcción e instalación en curso de facilidades de superficie como plantas y líneas. Una vez determinada la existencia o inexistencia de reservas comerciales de hidrocarburos, en el caso de inversión exploratoria, la Sociedad procederá a capitalizar o castigar estos costos, de acuerdo con la política contable indicada en la Nota 2.j. La capitalización de los costos exploratorios está sujeta a la factibilidad técnica y viabilidad comercial de la extracción de los recursos de cada Contrato de Servicios Petroleros como Unidad Generadora de Efectivo.
- (b) Considerando lo establecido en la Norma de Contabilidad No. 9 y la Norma Internacional de Contabilidad No. 36, reflejados en la política contable de la Sociedad (nota 2.I), la Sociedad realiza anualmente la evaluación del valor recuperable de los activos, estimando los ingresos futuros probables, para lo cual utiliza el método de Flujos de Caja Descontados a efectos de comparar este valor con el valor neto en libros de los activos.

El cálculo del valor presente de los flujos de caja que se estima son generados a lo largo de la vida útil de los activos sujetos a evaluación (valor recuperable), considera proyecciones en base a estimaciones de ingresos y gastos para el periodo de vida útil restante determinado en función de las reservas de hidrocarburos y de las vigencias de los Contratos suscritos a la fecha. Asimismo, para el descuento de los flujos de caja se utilizó una tasa de descuento equivalente al promedio del costo de capital de la Sociedad.

Los flujos de caja sujetos a análisis surgen de las proyecciones de ingresos, costos y gastos con los cuales se utilizan variables como precios, producción, entre otros. Las estimaciones de gastos futuros se basan en la proyección de costos actuales en base a supuestos desarrollados por la gerencia.

Como resultado de la comparación del valor presente de los flujos de caja proyectados con relación a los valores en libros de los activos fijos al 31 de marzo de 2023, no fue necesario registrar ningún ajuste. Al 31 de marzo de 2022, se determinó una pérdida por desvalorización de los activos fijos por un valor de Bs13.439.628. El ajuste afectó el valor neto de los activos mostrados a continuación y el estado de ganancias y pérdidas de la gestión concluida el 31 de marzo de 2022.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 11 – ACTIVO FIJO (Cont.)**

	<u>2023</u> Bs	<u>2022</u> Bs
Inversiones en pozos	-	13.439.628
Total	-	13.439.628

**NOTA 12 – CUENTAS POR PAGAR**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

		<u>2023</u> Bs	<u>2022</u> Bs
Cuentas por pagar comerciales	(a)	79.892.344	65.794.979
Provisiones estimadas	(b)	201.824.487	165.040.943
Total		281.716.831	230.835.922

- a) Las cuentas por pagar comerciales consisten principalmente en deudas por servicios relacionados con actividades de exploración y desarrollo de campos hidrocarburíferos.
- b) Las provisiones estimadas consisten principalmente en provisiones por proyectos en ejecución relacionados a actividades de exploración y desarrollo incrementadas en esta última gestión, además de gastos incurridos en el curso normal de las operaciones.

**NOTA 13 – DEUDAS FISCALES Y SOCIALES**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	<u>2023</u> Bs	<u>2022</u> Bs
IVA débito fiscal	27.666.310	36.825.200
Impuesto a las transacciones	12.251.702	13.390.231
Aportes a la seguridad social	2.115.013	2.296.214
Beneficios sociales y otros	18.856.247	3.509.177
Total	60.889.272	56.020.822

**NOTA 14 – OTRAS CUENTAS POR PAGAR**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	<u>2023</u> Bs	<u>2022</u> Bs
Cuentas por pagar - empresas relacionadas YPFB	9.774.771	9.890.466
Retenciones a proveedores	2.013.213	3.614.606
Take or pay	387.543	5.906.830
Otras cuentas por pagar	16.697.831	6.940.616
Total	28.873.358	26.352.518

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 15 – CAPITAL PAGADO**

El capital autorizado de la Sociedad es de Bs3.219.864.000. El capital suscrito y pagado al 31 de marzo de 2023 y 2022 asciende a Bs1.609.932.000 dividido en 16.099.320 acciones con un valor nominal de Bs100 cada una.

El Valor Patrimonial Proporcional de cada acción (patrimonio neto dividido entre cantidad de acciones en circulación) al 31 de marzo de 2023 y 2022 asciende a Bs504,71 y Bs488,66, respectivamente.

**NOTA 16 – RESERVAS Y OTRAS CUENTAS DEL PATRIMONIO NETO****16.a. Ajuste de capital**

El saldo de esta cuenta que al 31 de marzo de 2023 y 2022, asciende a Bs1.530.151.902, corresponde al ajuste por inflación de la cuenta de “Capital pagado”, y sólo puede utilizarse para incrementar el capital pagado. En aplicación de la Resolución CTNAC 03/2020 emitida por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad – CTNAC, se suspende el ajuste integral por inflación de estados financieros a partir del 11 de diciembre de 2020 de acuerdo a lo indicado en Nota 2.c.

**16.b. Prima de emisión**

El 10 de abril de 1997, Amoco Netherlands Petroleum Company pagó US\$ 306.667.001 por 8.049.660 acciones de Chaco S.A.M. que tenían un valor nominal de Bs100 cada una. Al 31 de marzo de 2023 y 2022, el mayor valor pagado por Amoco Netherlands Petroleum Company con relación al valor nominal de las acciones asciende a Bs801.969.085 y constituye una reserva especial denominada “Prima de emisión”.

**16.c. Reserva legal**

De acuerdo con el Código de Comercio y los Estatutos de la Sociedad, de la ganancia neta de la gestión debe destinarse el cinco por ciento (5%) a la Reserva legal, hasta alcanzar el cincuenta por ciento (50%) del capital pagado. Al 31 de marzo de 2023 y 2022, el saldo de esta reserva asciende a Bs326.039.874.

**16.d. Reserva para ganancias no monetizables**

Al 31 de marzo de 2017 y en cumplimiento de lo resuelto por la Junta General Extraordinaria de Accionistas, se creó la Reserva para ganancias no monetizables por Bs743.062.339, la cual se encuentra conformada por el ajuste por inflación en base a la UFV de los resultados acumulados.

**16.e. Ajuste global del patrimonio**

El saldo de esta cuenta, que al 31 de marzo de 2023 y 2022, asciende a Bs459.370.716, pasa a formar parte de las cuentas de reservas del Estado de Evolución del Patrimonio Neto. En fecha 30 de junio de 2021, la Junta General Ordinaria de Accionistas de YPFB Chaco S.A. dispuso absorber pérdidas acumuladas mediante la utilización de esta reserva por un importe de Bs556.020.850.

**16.f. Ajuste de reservas patrimoniales**

Al 31 de marzo de 2023 y 2022, el saldo de esta cuenta asciende a Bs1.965.271.023 y Bs1.965.272.840 respectivamente, que corresponde al ajuste por inflación de las cuentas de “Prima de emisión”, “Reserva legal”, “Reserva para ganancias no monetizables” y “Ajuste global del patrimonio”, el saldo puede utilizarse para incrementar el capital pagado o absorber pérdidas acumuladas.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 16 – RESERVAS Y OTRAS CUENTAS DEL PATRIMONIO NETO (Cont.)****16.f. Ajuste de reservas patrimoniales (Cont.)**

Hasta el 31 de marzo de 2007, el ajuste por inflación de la Prima de emisión, Reserva legal, Reserva para Ganancias no Monetizables y el Ajuste global el patrimonio se registraron en la cuenta “Ajuste global del patrimonio”. En aplicación de la Resolución CTNAC 03/2020 emitida por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad – CTNAC, suspende el ajuste integral por inflación de estados financieros a partir del 11 de diciembre de 2020 de acuerdo a lo indicado en Nota 2.c.

**NOTA 17 – OTROS INGRESOS NETOS OPERATIVOS**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Ingresos netos de la Planta de Compresión Río Grande – Participación 20%	8.226.380	9.240.714
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores	41.586.735	-
Ingresos netos operativos por servicios de O&M	996.080	52.999.255
Otros ingresos netos (a)	<u>26.071.892</u>	<u>8.856.359</u>
Total	<u>76.881.087</u>	<u>71.096.328</u>

- (a) El saldo al 31 de marzo de 2023 y 2022, incluye principalmente los ingresos por el procesamiento de gas de Campos de terceros en la Planta Vuelta Grande y Carrasco.

**NOTA 18 – GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Gastos generales y administrativos (antes de asignaciones)	132.128.069	119.880.351
Gastos generales asignados a exploración	(8.579.024)	(7.788.566)
Gastos generales asignados a inversión de capital	<u>(37.577.857)</u>	<u>(34.402.085)</u>
Total	<u>85.971.188</u>	<u>77.689.700</u>

La política contable aplicada distribuye los gastos generales y administrativos, a los gastos de exploración y a las cuentas de inversión de capital en función a hojas de tiempo.

**NOTA 19 – GASTOS DE EXPLORACIÓN**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 19 – GASTOS DE EXPLORACIÓN (Cont.)**

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Área San Miguel	2.348.986	25.305.104
Área Isarzama	-	46.762.646
Colorado (COL-X10)	2.728.262	2.834.145
Área Iñiguazu	788.345	3.389.229
Área Aguaragüe Centro (a)	129.319.197	-
Otros gastos exploratorios (a)	<u>20.946.274</u>	<u>18.186.393</u>
Total	<u>156.131.064</u>	<u>96.477.517</u>

- (a) Ajuste de la inversión exploratoria en Aguaragüe Centro en aplicación de la política contable descrita en la Nota 2.j, y lo señalado en el Nota 11.a, considerando la actualización de la reserva y los pronósticos de producción del campo, una vez iniciada la producción, del pozo Aguaragüe Centro X1 (Ver Nota 30).

En otros gastos exploratorios se incluyen los gastos de patentes en áreas exploratorias y otros gastos exploratorios menores de estudios.

Del monto total de los gastos de exploración al 31 de marzo de 2023 y 2022, Bs132.314.568 y Bs75.185.050, respectivamente, no han generado movimiento de fondos durante los respectivos ejercicios.

**NOTA 20 – CASTIGO DE INVERSION EN POZOS EXPLORATORIOS NO EXITOSOS**

Al 31 de marzo de 2023, no se registraron castigos de inversión en pozos exploratorios no exitosos, sin embargo se incluye una disminución en los importes castigados al 31 de marzo de 2022 por Bs2.215.420 como efecto de recuperación de materiales asociadas al proyecto.

Al 31 de marzo de 2022, el importe incluye el castigo de los costos de perforación de los pozos exploratorios no exitosos de San Miguel X2 y sus distintos Sidetracks por Bs517.206.038, y el castigo del tramo de 0 a 2.900 metros del pozo Colorado X-10 por el importe de Bs38.445.735 y otros costos menores.

**NOTA 21 – OTROS INGRESOS / (EGRESOS)**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

		<u>2023</u>	<u>2022</u>
		<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
UTE no ejecutadas - comprometidas por fase exploratoria	(a)	(42.709.335)	(25.911.247)
Incumplimiento de acuerdos de entrega - Contrato ENARSA		-	(4.828.799)
Otros (egresos) ingresos extraordinarios	(b)	583.131	3.602.612
Otros		<u>-</u>	<u>-</u>
Total		<u>(42.126.204)</u>	<u>(27.137.434)</u>

- (a) Corresponde a la provisión de Unidades de Trabajo para Exploración no ejecutadas y comprometidas por fase exploratoria, en los distintos Contratos de Servicios Petroleros vigentes.
- (b) Corresponde a la reversión de previsiones constituidas para contingencias laborales.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 22 – POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA**

Al 31 de marzo 2023 y 2022, la posición en moneda extranjera de la Sociedad es la siguiente:

	2023		2022	
	Bs	US\$	Bs	US\$
<b>Activo</b>				
Disponibilidades	166.212.466	23.881.101	653.923.362	93.954.506
Inversiones	939.600.000	135.000.000	894.886.933	128.575.709
Cuentas por cobrar comerciales a corto plazo	986.533.355	141.743.298	406.344.004	58.382.759
Otras cuentas por cobrar a corto plazo	68.531.016	9.846.410	73.473.402	10.556.523
Cuentas por cobrar comerciales a largo plazo	145.181.764	20.859.449	134.957.366	19.390.426
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	477.600.713	68.620.792	477.600.713	68.620.792
Otros activos no corrientes	362.898.610	52.140.605	363.566.874	52.236.620
<b>Posición activa</b>	<b>3.146.557.924</b>	<b>452.091.655</b>	<b>3.004.752.654</b>	<b>431.717.335</b>
<b>Pasivo</b>				
Cuentas por pagar	273.082.094	39.235.933	225.938.791	32.462.470
Otras cuentas por pagar	28.873.357	4.148.471	26.352.518	3.786.281
Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono	620.370.433	89.133.683	550.922.349	79.155.510
<b>Posición pasiva</b>	<b>922.325.884</b>	<b>132.518.087</b>	<b>803.213.658</b>	<b>115.404.261</b>
<b>Posición neta activa</b>	<b>2.224.232.040</b>	<b>319.573.568</b>	<b>2.201.538.996</b>	<b>316.313.074</b>

**NOTA 23 – CUENTAS CON EMPRESAS RELACIONADAS**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 2022, es la siguiente:

	2023	2022
	Bs	Bs
<b>Cuentas por cobrar:</b>		
Retribución al Titular – YPFB – Nota 6	1.131.715.119	541.301.370
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores – YPFB – Nota 6	123.096.808	123.096.808
(-) Previsión para incobrables – Nota 6	(123.096.808)	(123.096.808)
Saldo por cobrar anterior al 1ro de mayo de 2007 – YPFB - Nota 6	2.760.048	2.760.048
(-) Previsión para incobrables – Nota 6	(2.760.048)	(2.760.048)
Cuentas por cobrar a Compañías relacionadas – Nota 7	18.485.525	7.481.307
Servicios de O&M - YPFB - Nota 7	14.562.161	41.711.303
<b>Total cuentas por cobrar a empresas relacionadas</b>	<b>1.164.762.805</b>	<b>590.493.980</b>
<b>Cuentas por pagar:</b>		
Empresas relacionadas – YPFB – Nota 14	9.774.771	9.890.466
Take or pay – YPFB – Nota 14	387.543	5.906.830
<b>Total cuentas por pagar a empresas relacionadas</b>	<b>10.162.314</b>	<b>15.797.296</b>
<b>Ingresos:</b>		
Ingresos por Retribución al Titular – YPFB	1.459.396.292	1.272.959.304
<b>Total ingresos obtenidos de empresas relacionadas</b>	<b>1.459.396.292</b>	<b>1.272.959.304</b>



## YPFB CHACO S.A.

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

## NOTA 23 – CUENTAS CON EMPRESAS RELACIONADAS (Cont.)

	<u>2023</u> Bs	<u>2022</u> Bs
<b>Otros ingresos (gastos):</b>		
Materiales y suministros – YPFB	(217.751)	217.751
Patentes – YPFB	(18.273.353)	(17.861.378)
Participaciones en las regalías – YPFB	(47.725.395)	(6.845.272)
Pérdidas en ductos	210.613	(154.118)
Ingresos netos operativos servicios de O&M – YPFB - Nota 17	996.080	52.999.255
UTE no ejecutadas – comprometidas por fase exploratoria – YPFB – Nota 21	(42.709.335)	(25.911.247)
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores – YPFB – Nota 17	41.586.735	-
Total otros ingresos (gastos) netos de empresas relacionadas	<u>(66.132.406)</u>	<u>2.444.991</u>

## NOTA 24 – ASPECTOS IMPOSITIVOS

## 24.a. Regalías, participaciones e IDH

De acuerdo con el Contrato de Operación que entró en vigencia el 2 de mayo de 2007, el pago de Regalías, Participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), es realizado por YPFB quien garantiza a la Sociedad (El Titular) que permanecerá indemne de cualquier reclamo o responsabilidad frente a las Autoridades competentes en relación con dichos pagos.

## 24.b. Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Diferido

Al 31 de marzo de 2023 y 2022, el impuesto diferido activo por Bs109.652.214, surge de aplicar la tasa del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas del 25% sobre la pérdida impositiva que se estima utilizar a dichas fechas.

Los saldos por impuesto diferido pasivo al 31 de marzo de 2023 y 2022, por Bs14.528.039 y Bs27.269.929, respectivamente, surgen principalmente de aplicar la tasa vigente del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas del 25% a la diferencia entre las tasas de depreciación contable e impositiva de los activos, que generan un pasivo por impuesto diferido.

Al 31 de marzo de 2023 y 2022 se registró en el Estado de Ganancias y Pérdidas, utilidades y pérdidas netas por Bs12.741.889 y Bs7.591.971, respectivamente, en concepto de Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas diferido.

## 24.c. Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Corriente

De acuerdo con la Ley N° 843 (Texto Ordenado Vigente) y el Decreto Supremo N° 24051 del 29 de junio de 1995, la utilidad neta del ejercicio antes de impuestos calculada de acuerdo a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Bolivia, está sujeta al Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas, luego de dar efecto a ciertos ajustes establecidos por dicha Ley y su Reglamento. La tasa del impuesto asciende al 25%.

En caso de existir pérdida impositiva, ésta se acumula y es compensable con utilidades impositivas futuras con un límite de cinco años.

Al 31 de marzo de 2023 y 2022, la Sociedad ha determinado utilidad tributaria, misma que fue compensada con las pérdidas tributarias acumuladas al 31 de marzo de 2023, por lo que no se determinaron cargos por este impuesto.



## YPFB CHACO S.A.

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

#### NOTA 25 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD

##### 25.a. Contratos de Operación

En fecha 28 de octubre de 2006, se firmaron los siguientes Contratos de Operación que entraron en vigencia el 2 de mayo de 2007, fecha de su protocolización:

- 25.a.1** Contrato de Operación Chaco Áreas varias, aprobado mediante Ley N° 3675 para los campos: i) Campo Chimoré-1, Campo Kanata, Campo Kanata Norte; ii) Juan Latino II (incluye Campo Percheles en retención); iii) Campo San Ignacio; iv) Campo Los Cusis; v) Campo Vuelta Grande; vi) Campo Santa Rosa; vii) Campo Santa Rosa W; viii) Campo San Roque; ix) Campo Palometas NW; x) Campo Bulu Bulu; xi) Campo Patujusal (incluye Campos Patujusal y Patujusal Oeste); xii) Campo Humberto Suarez Roca; xiii) Campo Los Monos; xiv) Campo Katari; xv) Campo Junín; xvi) Campo Churumas; xvii) Campo Carrasco (incluye campos Carrasco y Carrasco FW); xviii) Campo Caigua; xix) Campo Montecristo. Con participación de YPFB Chaco S.A. del 100%.
- 25.a.2** Contrato de Operación El Dorado, aprobado mediante Ley N° 3636, para el Campo El Dorado. Mediante Ley N° 595 de fecha 11 de noviembre de 2014, se aprobó la modificación al Contrato de Operación para el Área El Dorado, asignando el diez por ciento (10%) que se encontraba vacante a favor de YPFB Chaco S.A. La Protocolización de la correspondiente Adenda al Contrato de Operación El Dorado, se realizó en fecha 30 de enero de 2015, con lo que se formalizó la asignación a partir de esa fecha. La participación de YPFB Chaco S.A. es del 100%.
- 25.a.3** Contrato de Operación Ñupuco, aprobado mediante Ley N° 3673, para el Campo Ñupuco. La participación de YPFB Chaco S.A. es del 50%, siendo el Operador Vintage Petroleum Boliviana Ltd. – Sucursal Bolivia.
- 25.a.4** Contrato de Operación Bloque XX Tarija Oeste. En fecha 12 de mayo de 2010, YPFB Chaco S.A. firmó un Acuerdo de Cesión con la empresa Total E&P Bolívie (Sucursal Bolivia) para la cesión y transferencia a favor de YPFB Chaco S.A. de la participación indivisa del cuatro por ciento (4%) de los derechos y obligaciones en el Contrato de Operación para el Área del Bloque XX Tarija Oeste – Campo Itaú. Con objeto de perfeccionar la cesión, en fecha 1° de octubre de 2010, YPFB, Total E&P Bolívie (Sucursal Bolivia), Shell Bolivia Corporation – Sucursal Bolivia, Petrobras Bolivia S.A. y YPFB Chaco S.A. suscribieron el Contrato de Cesión para el Bloque XX Tarija Oeste – Campo Itaú, que fue aprobado mediante Ley N° 079 de fecha 29 de diciembre de 2010. La cesión entró en vigencia a partir de la protocolización del Contrato de Cesión el 31 de enero de 2011.
- 25.a.5** Contratos de Operación Aquí e Ipati. En fecha 21 de octubre de 2014, YPFB Chaco S.A. firmó dos Acuerdos de Cesión con la empresa Total E&P Bolívie (Sucursal Bolivia) para la cesión y transferencia a favor de YPFB Chaco S.A. de la participación indivisa del diez por ciento (10%) de los derechos y obligaciones en los Contratos de Operación para el Área Aquí e Ipati. Con objeto de perfeccionar la cesión, en fecha 3 de noviembre de 2015, YPFB, Total E&P Bolívie (Sucursal Bolivia), Tecpetrol de Bolivia S.A., GP Exploración y Producción S.L. (Sucursal Bolivia) y YPFB Chaco S.A. suscribieron los Contratos de Cesión para el Área Aquí y para el Área Ipati, los cuales fueron aprobados mediante Leyes N° 792 y 793, respectivamente, en fecha 31 de marzo de 2016. La cesión entró en vigencia a partir de la protocolización del Contrato de Cesión el 30 de mayo de 2016. El Operador de ambos Contratos es Total E&P Bolívie (Sucursal Bolivia).

##### 25.b. Contratos de Servicios Petroleros para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB

En fecha 23 de octubre de 2013, se suscribieron tres (3) Contratos de Servicios Petroleros con YPFB para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB, los cuales entraron en vigencia el 21 de enero de 2014, fecha de su protocolización. Estos Contratos fueron aprobados mediante Leyes en fecha 26 de diciembre de 2013 y corresponden a las siguientes Áreas:

- 25.b.1** Área El Dorado Oeste, aprobado mediante Ley N° 469 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 25 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)****25.b. Contratos de Servicios Petroleros para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB (Cont.)****25.b.2** Área San Miguel, aprobado mediante Ley N° 470 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).

En fecha 5 de abril de 2022 y después de realizar la perforación del pozo SMG-X2 y sus side-tracks en el Área San Miguel, se procede a comunicar formalmente a YPFB la devolución de la totalidad del Área, en vista que las pruebas de formación mostraron que el reservorio Roboré no cuenta con las condiciones técnicas y económicas que permitan su explotación. En fecha 31 de diciembre de 2022, YPFB comunica que previo a proseguir con el proceso de Devolución Total del Área San Miguel, el Titular debe obtener la Conformidad Ambiental del pozo perforado en dicha área, trámite que se tiene previsto concluya hasta finales del año 2023.

**25.b.3** Área Isarsama, aprobado mediante Ley N° 471 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).

En fecha 22 de diciembre de 2021, YPFB Chaco S.A. comunica formalmente a YPFB la devolución del Área Isarsama, proyecto que se encontraba en el tercer año de la Fase 2 del Periodo Inicial de Exploración y que ante su inviabilidad técnica - económica determinó su devolución y terminación de Contrato en concordancia con lo establecido por el Artículo 41 de la Ley N° 3058. En fecha 8 de julio de 2022, YPFB comunica formalmente la aceptación de la Devolución Total del Área y la consiguiente terminación del CSP del Área Isarsama, a partir de la referida fecha.

En fecha 28 de noviembre de 2016, se suscribieron dos (2) Contratos de Servicios Petroleros con YPFB para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB, los cuales entraron en vigencia el 26 de julio de 2017, fecha de su protocolización. Estos Contratos fueron aprobados mediante Leyes en fecha 9 de junio de 2017 y corresponden a las siguientes Áreas:

**25.b.4** Área Agüarague Centro, aprobado mediante Ley N° 957 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).**25.b.5** Área Itacaray, aprobado mediante Ley N° 958 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).

En fecha 15 de enero de 2018, se suscribieron dos (2) Contratos de Servicios Petroleros con YPFB para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB, los cuales entraron en vigencia el 5 de julio de 2018, fecha de su protocolización. Estos Contratos fueron aprobados mediante Leyes en fecha 7 de abril de 2018 y corresponden a las siguientes Áreas:

**25.b.6** Área Astillero, aprobado mediante Ley N° 1050 - suscrito con YPFB Chaco S.A. - Operador (60%) y Petrobras Bolivia S.A. (40%).

Como resultado del cabildo "Tariquí no se toca", a inicios del mes de marzo de 2020 el gobierno central y cívicos de la región acordaron paralizar las actividades del Bloque Petrolero Astillero ubicado en esta zona, hasta que se tenga un nuevo gobierno electo, quién será el que tome la decisión sobre el destino de este proyecto en consenso con las comunidades. Ante la imposibilidad de proseguir con las operaciones en la zona y por lo tanto, la imposibilidad de cumplir con las obligaciones contraídas en el Contrato de Servicios Petroleros para el proyecto de perforación del pozo Astillero X1, YPFB Chaco S.A. en calidad de Operador del Bloque Petrolero Astillero, en fecha 3 de marzo de 2020 notificó a YPFB la causal de Caso Fortuito o Fuerza Mayor de acuerdo a lo dispuesto en la cláusula 21.3 del Contrato de Servicios Petroleros, que impide el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el referido Contrato, en fecha 11 de diciembre de 2020, YPFB comunica su aprobación a la Fuerza Mayor para el área de contrato Astillero hasta que el SERNAP proceda con la autorización del ingreso a la Reserva Nacional de Flora y Fauna de Tariquí.



## YPFB CHACO S.A.

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022

#### NOTA 25 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)

##### 25.b. Contratos de Servicios Petroleros para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB (Cont.)

En fecha 2 de junio de 2021, Petrobras Bolivia S.A. y YPFB Chaco S.A. suscriben un acuerdo bajo la modalidad "Sole Risk", por el cual se establece que YPFB Chaco S.A. ejecutará de manera exclusiva el 100% de las operaciones petroleras. Dicho acuerdo tendrá vigencia hasta el cumplimiento de las causales previstas en la cláusula 6 del referido acuerdo.

En fecha 24 de noviembre de 2021, YPFB comunica que el periodo por el evento de caso fortuito o fuerza mayor aceptado por YPFB, es por el tiempo de 591 días calendarios contabilizados a partir del 2 de marzo de 2020 hasta el 13 de octubre de 2021, fecha a partir de la cual el SERNAP autorizó el ingreso a la Reserva Nacional de Flora y Fauna Tariquía.

En la gestión 2022 se construyó el camino y la planchada para la perforación del pozo AST-X1 y se inició la movilización del equipo de perforación.

##### 25.b.7 Área San Telmo Norte, aprobado mediante Ley N° 1049 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (40%) y Petrobras Bolivia S.A. - Operador (60%).

Petrobras Bolivia S.A. operador del Área San Telmo Norte, declaró Fuerza Mayor, por el impedimento para iniciar las actividades programadas en el área, debido a los continuos bloqueos de los comunarios de las localidades que se encuentran fuera del Área de influencia directa del proyecto. En fecha 10 de mayo de 2019, YPFB aprobó la primera fuerza mayor para el periodo comprendido entre 30 de octubre de 2018 hasta el 26 de febrero de 2019, y posteriormente en fecha 25 de octubre de 2019, aprobó la segunda fuerza mayor a partir del 28 de junio de 2019, la que a la fecha aún se mantiene en vigencia, por lo cual no se realizaron actividades en el área operativa.

En fecha 15 de enero de 2018, se suscribió un (1) Contrato de Servicios Petroleros con YPFB para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB, el cual entró en vigencia el 26 de agosto de 2019, fecha de su protocolización. Este Contrato fue aprobado mediante Ley en fecha 10 de agosto de 2018 y corresponde a la siguiente Área:

##### 25.b.8 Área Iñigüazu, aprobado mediante Ley N° 1081 suscrito con YPFB Andina S.A. (46,555%) – YPFB Chaco S.A. (13,445%) – Repsol E&P Bolivia S.A. – Operador (15%) – Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia (15%) y PAE E&P Bolivia Limited (Sucursal Bolivia) (10%).

En reunión de noviembre de 2021, los Socios del Área Iñigüazu decidieron no pasar a la Fase 2 del periodo Exploratorio, a tal efecto y considerando que la Fase 1 del periodo Exploratorio concluyó el 25 de agosto del 2022. En conformidad a la Cláusula 6.3 del Contrato de Servicios Petroleros (CSP), Repsol como Operador del área Iñigüazu comunicó formalmente a YPFB, en fechas 3 y 22 de marzo de 2022, la devolución total y la terminación del Contrato de Servicios Petroleros del área Iñigüazu (CSP). El 27 de julio de 2022, YPFB envió nota de aceptación a la devolución total del área y terminación del CSP efectiva a partir de la misma fecha.

Las características principales de los Contratos de Servicios Petroleros citados son similares a las de los Contratos de Operación mencionados en la Nota 25.a. Adicionalmente, se resaltan las exigencias de ejecución de actividad exploratoria que requieren estos Contratos por encontrarse en etapa de exploración.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 25 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)****25.c. Acuerdos de Cesión de Participación**

En fecha 25 de enero de 2018, se suscribió un acuerdo marco para materializar la cesión parcial del Contrato de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación en el área Charagua, con el objeto de establecer los términos y condiciones bajo los cuales YPF Exploración & Producción de Hidrocarburos de Bolivia S.A. (YPF E&P) cedería y transferiría una participación indivisa del 40% de sus derechos y obligaciones en este contrato en favor de YPFB Chaco S.A.

En fecha 24 de junio de 2020, YPFB, YPF E&P y YPFB Chaco S.A. suscribieron el Contrato de Cesión de Derechos y Obligaciones por el que YPF E&P cede el 40% de la participación en el Contrato de Servicios Petroleros Charagua, reteniendo el 60% de participación. El Contrato de Cesión determina que entrará en vigencia a partir de la fecha de protocolización de la Ley de aprobación del Órgano Legislativo.

En fecha 25 de mayo de 2021, posterior a ser sancionada por la Asamblea Legislativa Plurinacional, se promulgó y publicó la Ley N° 1376, que aprueba la modificación del Contrato de Servicios Petroleros Charagua.

En fecha 16 de agosto de 2021, se perfeccionó el Contrato de Cesión de Derechos y Obligaciones, del Contrato de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación de Áreas Reservadas a favor de YPFB para el área Charagua y consiguientes modificaciones al mismo, por cuando la cesión de la participación en favor de YPFB Chaco S.A. se perfeccionó a partir de esa fecha.

Considerando los resultados obtenidos de las actividades de Reprocesamiento e Interpretación de las sísmica 3D (Servicio Externo), en fecha 30 de septiembre del 2022, el Comité de Operaciones Conjuntas aprobó el proyecto de perforación del pozo pionero Charagua-X1, con un presupuesto de hasta US\$ 60 millones como lo establece el Anexo E del Contrato de Servicios Petroleros, y la contratación de YPFB Chaco para realizar la perforación del pozo exploratorio Charagua-X1.

**25.d. Servicio de Operación y Mantenimiento de la Planta de Separación de Líquidos Carlos Villegas Quiroga (O&M PSLCVQ)**

En fecha 18 de diciembre de 2017, se firmó con YPFB un Contrato mediante el cual YPFB Chaco S.A. presta el Servicio de Operación y Mantenimiento de la Planta de Separación de Líquidos Carlos Villegas Quiroga a partir de su suscripción hasta el 31 de diciembre de 2018. A partir de este contrato, se firmaron adendas de ampliación y nuevos contratos anuales hasta el 28 de febrero de 2022, fecha en la que el servicio no fue renovado por las partes, motivo por el que YPFB Chaco S.A. únicamente realizó sus operaciones hasta la fecha de vigencia de esta adenda.

**25.e. Servicio de Operación y Mantenimiento de la Planta de Gas La Vertiente y Monitoreo de Pozos de Producción (O&M PLV)**

En fecha 2 de mayo de 2019, YPFB Chaco S.A. firmó con YPFB el Contrato GNEE-ULSC-CAM 023/2019 para la ejecución del Servicio de Operación y Mantenimiento de la Planta de Gas La Vertiente y Monitoreo de Pozos en Producción 2019 – 2020, dicho Contrato entró en vigencia a partir de su suscripción hasta el 31 de diciembre de 2020.

Mediante Contratos Modificatorios N° 2 y N° 3, se amplía el alcance del servicio y su vigencia hasta el 31 de mayo de 2021. Posteriormente, en fecha 30 de julio de 2021 se suscribe con YPFB el Contrato N° GNEE-ULSC – CAM 026/2021 denominado “Contrato Administrativo de Servicio de Operación y Mantenimiento de la Planta de Gas La Vertiente y Monitoreo de Pozos en Producción Gestiones 2021-2022-2023” dicho contrato se suscribió para 3 gestiones y tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2023.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 26 – PRINCIPALES RECLAMOS Y LITIGIOS**

Al 31 de marzo de 2023 y 2022, existían las siguientes reclamaciones y litigios:

**26.a. Campo Ñupuco**

YPFB Chaco S.A., de acuerdo con su balance de apertura, tiene el derecho de participación en el Campo Ñupuco. El Contrato de riesgo compartido del Bloque, en el que YPFB garantiza a YPFB Chaco S.A. los Derechos y Obligaciones en este Campo, no fue firmado hasta el mes de julio de 1999. YPFB Chaco S.A. reclama derechos por la participación en la producción del Campo por el periodo comprendido entre el 10 de abril de 1997 y el 30 de julio de 1999.

Debido a que el resultado no puede ser determinado, ningún importe ha sido registrado como posible resultado de los reclamos planteados.

**26.b. Litigios****26.b.1 Litigios Laborales**

Acorde a la política de pasivos contingentes de la Sociedad, al 31 de marzo de 2023 y 2022, se provisionó Bs300.425 y Bs883.556, respectivamente, para cubrir posibles contingencias laborales con calificación de probable, de acuerdo a lo descrito en la nota 2.r. Asimismo, existen otros procesos laborales interpuestos por ex-funcionarios de la empresa al 31 de marzo de 2023 y 2022 por Bs2.436.346, procesos que de acuerdo al criterio del asesor legal de la Sociedad tienen la calificación de ocurrencia posible.

**26.b.2 Litigios Penales**

Existe el reclamo del propietario de un predio por supuestos daños ocasionados, dentro del cual, el juez de la causa instruyó la retención de fondos por un importe Bs7.516.800, proceso penal que al 31 de marzo de 2023 se encuentra en etapa de juicio oral, que de acuerdo al criterio del asesor legal de la Sociedad tiene la calificación de ocurrencia posible. El importe retenido se expone en el rubro "Otros activos no corrientes".

Al 31 de marzo de 2023, existen otros procesos administrativos de menor cuantía con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Ministerio de Medio Ambiente y Agua cuya ocurrencia tiene una calificación de posible, según el criterio del asesor legal de la Sociedad.

**NOTA 27 – MARCO LEGAL VIGENTE**

En fecha 26 de diciembre de 2013, fue promulgada la Ley Nº 466 – Ley de la Empresa Pública, la cual tiene por objeto establecer: i) el régimen de las empresas públicas del nivel central del Estado, ii) constituir el Consejo Superior Estratégico de las Empresas Públicas (COSEP), y iii) disposiciones particulares para las empresas públicas de carácter estratégico, bajo las cuatro tipologías definidas.

La Ley establece, que las empresas tendrán un carácter estratégico o social, siendo clasificadas como estratégicas, las empresas del sector de hidrocarburos, entre otros.

De conformidad a lo establecido en la mencionada Ley, YPFB Chaco S.A. deberá adoptar la tipología de Empresa Estatal Mixta, al tratarse de una empresa con aportes del Estado mayores al 70% y menores al 100%, y sujetará al Código de Comercio, tipo Societario aun no efectivo al momento de emisión de los presentes estados financieros.

**YPFB CHACO S.A.****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022****NOTA 27 – MARCO LEGAL VIGENTE (Cont.)**

En fecha 20 de diciembre de 2017, fue promulgada la Ley N° 1006 que aprueba el Presupuesto General del Estado para la gestión 2018, misma que en su Artículo 12 ha dispuesto que todas las empresas filiales y/o subsidiarias de YPFB, que administren recursos del Estado para su inversión, operación y/o funcionamiento, así como sus dependientes, se encuentran sujetos al ejercicio del control externo posterior y/o supervisión por parte de la Contraloría General del Estado, conforme a los Artículos 213 y 217 de la Constitución Política del Estado, siendo aplicable la Ley N° 1178 de fecha 20 de julio de 1990 de Administración y Control Gubernamentales, únicamente con relación al régimen de responsabilidades y sanciones. Asimismo, el párrafo II del referido Artículo 12 establece que el ejercicio del control externo posterior y/o supervisión por parte de la Contraloría General del Estado, será realizado de acuerdo a la normativa reglamentaria que emita, utilizando para el efecto la norma propia de la empresa, sin afectar la naturaleza institucional de las empresas filiales y/o subsidiarias.

El Art. 16 de esta Ley, establece que la Empresa Corporativa, es la empresa matriz de una corporación, esta empresa Corporativa tendrá bajo su control y dirección a empresas filiales y subsidiarias; al respecto, la disposición final primera establece que son empresas Filiales de YPFB Empresa Corporativa, entre otras: YPFB Chaco S.A.; asimismo establece que son empresas Subsidiarias de YPFB Empresa Corporativa, las Filiales de YPFB Chaco S.A., Flamagas S.A. (en liquidación) y Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.)

El Art. 12 de la Ley N° 1006, se mantiene vigente en su aplicación, de conformidad a lo dispuesto en el inciso t) de la Disposición Final Segunda de la Ley N° 1413 de fecha 17 de diciembre de 2021, Ley del Presupuesto General del Estado Gestión 2022.

**NOTA 28 – CONTRATO TRANSACCIONAL SUSCRITO POR LA NACIONALIZACIÓN DE LAS ACCIONES DE YPFB CHACO S.A.**

En fecha 18 de diciembre de 2014 el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, en representación del Estado Plurinacional de Bolivia y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, como Titular de la totalidad del paquete accionario nacionalizado en la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A), suscribieron con la empresa Pan American Energy LLC (PAE), el Contrato Transaccional de Solución Definitiva de Controversia, Terminación de Arbitraje Internacional de Inversiones, Reconocimiento de Derechos, y Liberación General y Recíproca de Obligaciones, que tiene por objeto la solución definitiva de la controversia, la terminación del Arbitraje por avenimiento, el reconocimiento recíproco de derechos y la consiguiente liberación de obligaciones respecto a la nacionalización de la totalidad del paquete accionario en la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A), del que Pan American Energy LLC era Titular, de forma indirecta a través de Amoco Bolivia Oil & Gas AB.

Este acuerdo establece principalmente lo siguiente:

PAE acepta como pronta, adecuada, efectiva y a su entera satisfacción, la indemnización por la nacionalización de sus inversiones, que indirectamente poseía en la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A), a través de Amoco Bolivia Gas & Oil AB y la participación directa o indirecta que la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A), tenga en otras compañías, sean subsidiarias o filiales.

PAE acuerda terminar de forma expresa, voluntaria, absoluta y definitiva el procedimiento arbitral interpuesto en contra del Estado Plurinacional de Bolivia por la nacionalización de la totalidad del paquete accionario en la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A.).



**YPFB CHACO S.A.**

## **NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022**

### **NOTA 28 – CONTRATO TRANSACCIONAL SUSCRITO POR LA NACIONALIZACIÓN DE LAS ACCIONES DE YPFB CHACO S.A. (Cont.)**

PAE reconoce que, producto de su administración de la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A.), surgieron pasivos contingentes hasta la fecha de la Nacionalización efectuada mediante D.S. 29888, de cuyo monto actualizado al 22 de enero de 2009, neto de provisiones contables registradas a esa fecha, asume el cincuenta por ciento (50%), conforme a su participación accionaria a través de Amoco Bolivia, cuyo monto asciende a US\$ 32.520.375 (equivalente a Bs226.341.810 al 31 de marzo de 2021), que serán depositados en un Fideicomiso aperturado en el Banco Central de Bolivia (BCB) por un plazo de 5 años, renovables, para responder por los pasivos contingentes en caso de fallos desfavorables.

En fecha 28 de septiembre de 2018 se emite la Ley N° 1105, norma que establece un primer periodo del programa de regularización de adeudos tributarios con la condonación de intereses y el 95% de las multas en la medida que los contribuyentes realicen el pago total de la deuda hasta el 30 de noviembre de 2018 (tributo omitido). Considerando esto, en fecha 28 de noviembre de 2018, YPFB, el Banco Central de Bolivia, PAE y YPFB Chaco S.A. suscribieron una Adenda al Contrato de Fideicomiso que tenían en vigencia, con el fin de incorporar la posibilidad de acoger a los procesos tributarios de YPFB Chaco S.A. a los beneficios del referido programa y reducir la contingencia tributaria de la Sociedad, además de modificar el plazo del cierre definitivo del Contrato hasta el 18 de diciembre de 2020, con la posibilidad de ser prorrogado por acuerdo de las partes. La Adenda establece que cuando se opte por el plan de regularización de adeudos tributarios dispuesto por la Ley N° 1105, el importe asignado a ese reclamo será inmediata y automáticamente liberado y transferido en favor de YPFB Chaco S.A. y/o PAE, de acuerdo a la liquidación emitida por el Servicio de Impuestos Nacionales.

En fechas 28 de noviembre de 2018 y 30 de abril de 2019, YPFB Chaco S.A. se acoge a los beneficios de la Ley N° 1105 de Regularización de Adeudos Tributarios cuya vigencia fue ampliada mediante Ley N° 1154, condonando el 100% de los intereses y la mayor proporción de las sanciones calificadas de los procesos, acogiendo a dicho programa los siguientes procesos incluidos en el Fideicomiso: RD N° 28/2004, RD N° 269/2005, RD N° 04/2004, RD N° 17-01151-09, RD N° 332/2005, RD N° 173/2007, RD N° 17-00505-11, RD N° 10/2002. Considerando las liquidaciones emitidas por el Servicio de Impuestos Nacionales y la Adenda firmada se procedió a la distribución de los fondos constituidos en el fideicomiso.

Los fondos fueron totalmente distribuidos y el cierre del Fideicomiso se efectuará una vez que el Banco Central de Bolivia realice la suscripción del Contrato de Cierre Operativo y Contable del Fideicomiso entre las partes. En fecha 19 de octubre de 2021 YPFB Chaco S.A. ha manifestado su conformidad respecto al Informe Final de Rendición de Cuentas del Fideicomiso y del dictamen de auditoría externa del Fideicomiso. Al 31 de marzo de 2023, el Banco Central de Bolivia continúa gestionando la firma del Contrato de Cierre Operativo y Contable del Fideicomiso con las partes.

### **NOTA 29 – CUENTAS DE ORDEN**

El saldo de las cuentas de orden al 31 de marzo de 2023 y 2022 ascienden a Bs103.344.622 y Bs186.356.817, respectivamente, han sido constituidas por concepto de emisión de boletas de garantía para el cumplimiento de Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE) en Áreas exploratorias.

### **NOTA 30 - HECHOS POSTERIORES**

El 12 de abril de 2023, el pozo Aguarague Centro X1 (AGC-X1) fue puesto en producción regular. En este sentido, a fines de mayo de 2023 se procedió con la actualización de la reserva y pronóstico de producción del campo, tomando en cuenta el comportamiento del pozo y el inesperado inicio de producción de agua presentado en el



**YPFB CHACO S.A.**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2023 Y 2022**

**NOTA 30 - HECHOS POSTERIORES (Cont.)**

mismo. Por la conectividad que existe con los pozos de Los Monos, ante un eventual cese de producción del pozo AGC-X1 (peor escenario), los volúmenes de reserva del campo Aguarague Centro continuarán siendo drenados por los pozos del campo Los Monos. Considerando la actualización de la reserva y los pronósticos de producción del campo Aguarague Centro, la inversión activada al 31 de marzo de 2023 para esta área fue ajustada a resultados en Bs129.319.197 conforme se muestra en la Nota 19.

Entre el 31 de marzo de 2023 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no se han producido otros hechos o circunstancias que afecten en forma significativa la información expuesta en los mismos.



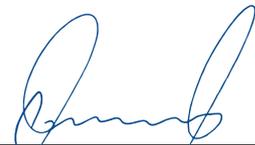
---

Jerry Fletcher Torrico  
Gerente General



---

Hernán Bravo Lemoine  
Gerente de Administración y  
Finanzas



---

Miguel Argandoña Pérez  
Jefe de Contabilidad e Impuestos  
Mat. Prof. N° 0449





# 06

INFORME DEL SÍNDICO





## INFORME DEL SÍNDICO

Santa Cruz de la Sierra, junio de 2023

Señores:  
ACCIONISTAS DE YPFB CHACO S.A.  
Presentes. -



REF.: INFORME DEL SÍNDICO

De mi consideración,

En cumplimiento a las atribuciones y deberes previstos en el Artículo 335 del Código de Comercio, así como del Artículo 41 de los Estatutos de la Sociedad, según los cuales se establece que el Síndico deberá presentar informe escrito a la Junta General Ordinaria de Accionistas al cierre de cada ejercicio fiscal, tengo a bien informar lo siguiente:

1. Habiendose me designado Síndico de la sociedad por la Junta General Ordinaria de Accionistas en fecha 15 de julio de 2022, he participado con derecho a voz en las Reuniones de Directorio celebradas en el periodo posterior al referido nombramiento hasta el cierre del ejercicio conculido al 31 de marzo de 2023, habiendo tomado conocimiento de las decisiones adoptadas en las referidas reuniones por el Directorio en el marco de la normativa legal aplicable.
2. Con respecto a las Finanzas, instrumento legal exigido para garantizar las responsabilidades emergentes del desempeño de los cargos de Directores y Síndicos, informo que las mismas se encuentran debidamente constituidas a la fecha de conformidad a lo establecido por la norma. En ese sentido, corresponde a la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobar la constitución y condiciones de Finanzas para el siguiente periodo de mandato del Directorio y Síndicos de la Sociedad.
3. He tomado conocimiento de los Estados Financieros de la empresa por el ejercicio conculido al 31 de marzo de 2023 que incluyen el Balance General, Estado de Ganancias y Perdidas, Estado de Evolución del Patrimonio Neto y Estado de Flujos de Efectivo así como del dictamen de la empresa de auditoría independiente encargada de revisarlos en el presente ejercicio - PricewaterhouseCoopers S.R.L. - al respecto, se tiene a bien informar que la empresa de auditoría externa referida ha emitido un dictamen limpio, sin salvedades.



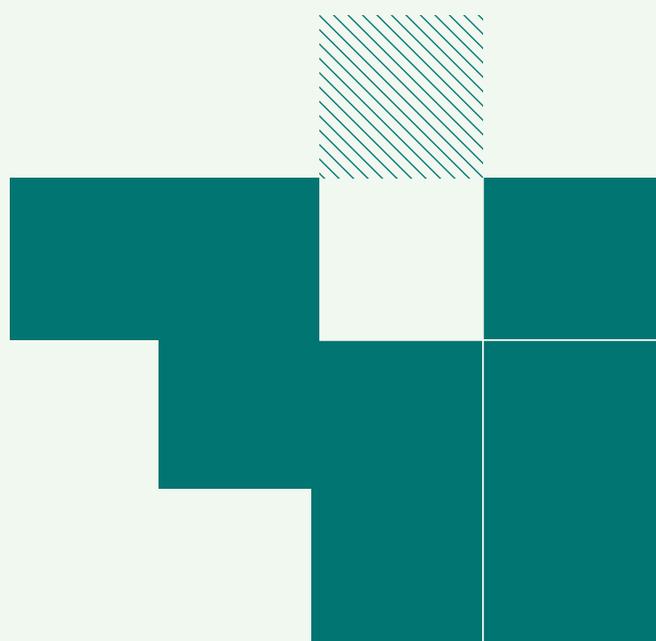
4. En el marco de la responsabilidad respecto a la objetividad de los Estados Financieros, se informa que habiendo revisado los referidos documentos, así como sus notas aclaratorias, se considera que los mismos reflejan en todos los aspectos significativos la situación financiera y patrimonial de YPFB Chaco S.A., así como los resultados de las operaciones de la gestión evaluada dentro de los parámetros generales y razonables establecidos en el ordenamiento jurídico, las Normas de Contabilidad emitidas por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia y las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's) en lo aplicable por las mismas. Cabe hacer notar que los auditores externos incluyen tres párrafos de énfasis, los mismos que corresponden a temas sobre los cuales la administración, consciente de su relevancia, viene trabajando para su resolución respectiva.
5. En lo que a la Memoria Anual de la Sociedad se refiere, se informa que habiendo realizado la revisión de su contenido, se considera que el documento describe de manera razonable las actividades comerciales y operativas más relevantes así como los resultados financieros de la gestión concluida.

Finalmente señores accionistas, debe considerarse que en el marco de la normativa aplicable, el Síndico se limita a emitir una opinión sobre los documentos generados por la administración, quedando al margen de responsabilidad en cuanto al análisis o evaluación de los criterios que primaron para la toma de decisiones empresariales propias de la Sociedad en materia de administración, operaciones, inversiones y financiamiento, entre otros.

Es cuanto se tiene a bien informar en cumplimiento al marco legal y estatuario vigentes.

Carmen Pamela Salces Sarabia  
SÍNDICO  
YPFB Chaco





Coordinación General  
Gerencia Administración y Finanzas  
Unidad de Comunicación de YPFChaco S.A.

Conceptualización  
Createam S.r.l

Fotografía  
John Orellana



YPFB Chaco S.A.  
Centro Empresarial Equipetrol Norte  
Av. San Martín 1700, Piso 6  
Teléfono: (591-3) 345-3710  
Casilla Postal: 6428  
Santa Cruz de la Sierra - Bolivia

[www.ypfbchaco.com.bo](http://www.ypfbchaco.com.bo)