



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA MINISTERIO DE
HIDROCARBUROS Y ENERGÍA

Memoria Anual 2023





Chaco S.A.





2023



Contenidos

Conten

	ABREVIATURAS	06
	CARTA DEL PRESIDENTE DE YPFB	08
	CARTA DEL GERENTE GENERAL YPFB CHACO S.A.	12
	DIRECTORIO	14
	ASPECTOS CORPORATIVOS	16
	EQUIPO DE LIDERAZGO	18
01	NUESTRA COMPAÑÍA	20
	OBJETO DE LA SOCIEDAD	22
	NUESTRA CULTURA	24
	ÁREAS DE OPERACIÓN/PRODUCCIÓN/EXPLORACIÓN	26
02	GESTIÓN DE RESULTADOS	28
	PANORAMA GENERAL, RIESGOS Y EXPECTATIVAS	30
	RESUMEN DE RESULTADOS	32
	Entregas Mercados	32
	Comportamiento de los precios	34
	Retribución al Titular	36
	Ingresos, gastos y resultados netos	37
	Costos directos e indirectos	40
	Inversiones	41
03	INDICADORES DE GESTIÓN	46
	SALUD, SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE Y RELACIONAMIENTO COMUNITARIO	48

03	Política de Alcohol y Drogas	52
	Gestión Ambiental	56
	Programas Ambientales	59
	Responsabilidad Social Empresarial (RSE)	62
	Sistema de Gestión Integrado	74
04	ACTIVIDADES LOGROS / PROYECTOS	76
	GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO	78
	ÁREAS EN EXPLORACIÓN	102
	GERENCIA DE PERFORACIÓN	106
	OPERACIÓN DE PERFORACIÓN POR CAMPO	108
	GERENCIA DE INGENIERÍA, ESTUDIOS Y CONSTRUCCIÓN	120
	CHACO PETROLEUM PROCUREMENT TRANSFORMANDO LA INDUSTRIA PETROLERA EN BOLIVIA	
	GERENCIA DE INGENIERÍA, ESTUDIOS Y CONSTRUCCIÓN	123
	GERENCIA DE TALENTO HUMANO	138
	GERENCIA DE CONTRATACIONES Y ALMACÉN	144
	GERENCIA DE ASUNTOS LEGALES	150
05	INFORME DEL AUDITOR EXTERNO	152
	ESTADOS FINANCIEROS	158
	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS	162
06	INFORME DEL SÍNDICO	196



Abreviaturas

Abrevia

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



turas

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



Carta del Presidente de YPFB

Carta d



Armin Ludwig Dorgathen Tapia
Presidente Ejecutivo YPFB

2023, EL AÑO DEL NUEVO CICLO EXPLORATORIO

2023 es un año que conforma la pieza de un rompecabezas global en el que el mundo demanda más energía y los países tienen más conciencia de la búsqueda de la seguridad energética a través de fuentes de energía sostenibles y renovables. Sin duda alguna, Bolivia no queda al margen de esta situación y de un contexto internacional marcado por el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, cuyo resultado más visible es una mayor demanda y el encarecimiento de los combustibles.

el presidente

En esta nueva configuración, YPFB se enfrenta a nuevos desafíos que son garantizar el abastecimiento de diésel y gasolina en el país, mantener la subvención de los carburantes cuidando el bolsillo de los bolivianos y buscar la forma de producir nuestro propio combustible para reducir la importación de este producto.

Ante ello, la exploración integral a través del Plan de Reactivación del Upstream (PRU) es fundamental para consolidar este objetivo que en la actualidad desarrolla 42 proyectos exploratorios, de los cuales 15 ya son exitosos.

A través del PRU, buscamos nuevos yacimientos para habilitar nuevas cuencas en tanto en el Subandino Norte como en Madre de Dios, que abarcan los departamentos de La Paz, Beni y Pando. Sin embargo, no solo incursionamos en áreas no tradicionales sino no dejamos de lado, la evaluación y optimización de los yacimientos existentes en las zonas tradicionales como Subandino Sur y Boomerang que abarcan los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija.

Es importante recalcar que centrarse en las zonas no tradicionales es una oportunidad muy importante para desarrollar una nueva era del gas con la acción de promover la adopción de tecnologías para prácticas más sostenibles siempre apuntando a la conservación de los ecosistemas locales.

En 2023, dimos un gran paso a favor de la seguridad energética, lo cual nos llena de orgullo que se materializa en la Planta de Biodiésel I, ubicada en Palmasola en la ciudad de Santa Cruz, en la que se producirá biodiésel, el cual nos reducirá las importaciones de combustibles con un producto amigable para el medioambiente.

La producción de biocombustible es un megaproyecto que además contempla consolidar la Planta de Biodiésel II y la HVO, las cuales además ser una muestra más de la industrialización son garantía de seguridad energética en el país con el ahorro de divisas.

Por otra parte, en el trabajo a favor de la importación de combustibles y la seguridad energética, la tecnología es una aliada para el abastecimiento con el Centro de Monitoreo de YPFB que fiscaliza a cisternas nacionales e internacionales. Desde este centro, se



visualiza a través de pantallas y soluciones informáticas la ruta que realizan las cisternas que se contratan para la importación de diésel y gasolina. Una forma de hacerle frente al flagelo del contrabando de los combustibles que golpea y va en desmedro del país y su economía.

La renovación es un elemento importante con la fuerza de los jóvenes, la cual se suma a YPFB con el programa Explorando Nuevos Talentos, los cuales cuentan con una estrategia de inserción para la formación de jóvenes profesionales que no tienen experiencia laboral, pero sí las ganas y responsabilidad de dar lo mejor de sí mismos para forjar una carrera profesional.

Además, estos programas apuntan a la transparencia para brindar nuevas oportunidades a los mejores perfiles profesionales para ingresar a la empresa.

No hemos descuidado el compromiso social de YPFB, que está presente a través de Redes de Gas, proyecto que ha democratizado el acceso al hidrocarburo para diferentes capas de la sociedad y mejora la calidad de vida de los habitantes. Las cifras se tornan tangibles con la llegada del servicio a 311 hospitales del país, entre públicos y privados, en 2023. Esto nos muestra que nuestro trabajo aporta a la sociedad en su conjunto.



YPFB se enfrenta a nuevos desafíos que son garantizar el abastecimiento de diésel y gasolina en el país, mantener la subvención de los carburantes cuidando el bolsillo de los bolivianos y producir nuestro propio combustible para reducir la importación de este producto.

Otro aspecto importante es la Planta de Amoníaco y Urea (PAU), que la pasada gestión facturó más de 29 millones de dólares por la venta de urea al mercado interno con una comercialización de más de 68,4 mil toneladas métricas del fertilizante granulado en el mercado interno.

Gracias a su producción, se logró la sustitución de importaciones en el país, y el departamento con mayor consumo del fertilizante fue Santa Cruz con el 56% de participación. El complejo petroquímico de YPFB produce un fertilizante de alta calidad cuya exportación está garantizada.

Nuestros resultados son tangibles a favor del país y nuestro objetivo siempre será el bienestar de Bolivia, incrementar la producción de hidrocarburos, su estabilidad y seguridad energética.


Ing. Armin Ludwig Dorgathen Tapia
Presidente Ejecutivo YPFB



Carta del Gerente General YPFB CHACO S.A.

Gerente

Estimados señores accionistas:

YPFB Chaco S.A. ha enfrentado retos significativos, en un contexto particularmente desafiante para la industria del gas y petróleo, tanto a nivel nacional como internacional, situación que ha puesto a prueba nuestra capacidad de adaptación y resiliencia, encarándola como una oportunidad para ejecutar proyectos exploratorios, que son parte del Plan de Reactivación del Upstream liderado por YPFB, así como proyectos de desarrollo y producción de hidrocarburos.

Como subsidiaria de YPFB, YPFB Chaco S.A. ha implementado una estrategia para asegurar su sostenibilidad y crecimiento, alineándose a los objetivos y directrices de su CASA MATRIZ. La estrategia implementada ha comprendido la optimización operativa, oportunidades para diversificar inversiones,



Ing. Jerry Fletcher
Gerente General

Gerencia General

eficiencia en la procura de materiales, la mejora de programas de desarrollo comunitario y prácticas de gestión ambiental, que reflejan nuestro compromiso con el medio ambiente y las áreas de influencia de nuestras operaciones.

Un aspecto destacable es que el 60% de nuestra inversión de la gestión, se destinó a actividades exploratorias, actividades de alto riesgo por las complejidades geológicas, lo que subraya nuestro compromiso con la investigación de áreas en la búsqueda de la reposición y el incremento de las reservas de hidrocarburos para País.

Asimismo, siendo la Responsabilidad Social Empresarial, un pilar fundamental de su gestión, YPFB Chaco S.A. alineó sus acciones a las normas ISO 26000, WOLRDCOB CSR 2011.3 y en la política de Relacionamento Comunitario de YPFB, enfocándonos en generar alianzas estratégicas para promover el desarrollo sostenible. En ese marco, YPFB Chaco S.A. ejecutó 62 proyectos de inversión social para mejorar la calidad de vida en las comunidades cercanas a nuestras operaciones, enfocados en educación, salud, desarrollo productivo, infraestructura social, deporte y medio ambiente.

Gracias a estos esfuerzos, YPFB Chaco S.A. ha logrado mantener una posición competitiva en el mercado, asegurando la continuidad de sus operaciones. Los resultados financieros del año se ven impactados por la actividad de alto riesgo encarada, pero a su vez, el flujo de caja operativo y de inversión generado refleja nuestra capacidad de adaptación y nuestra determinación para superar los obstáculos y cumplir con el plan estratégico delineado por nuestra Casa Matriz.

Con la mirada en el futuro, YPFB Chaco S.A. continúa enfocándose en la innovación, la eficiencia operativa y la sostenibilidad, con el objetivo de ser líderes en la industria del gas y petróleo en Bolivia, aprovechando las oportunidades que ofrece el panorama energético latinoamericano, para contribuir al desarrollo del país y al bienestar de todos los bolivianos.

Atentamente,



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



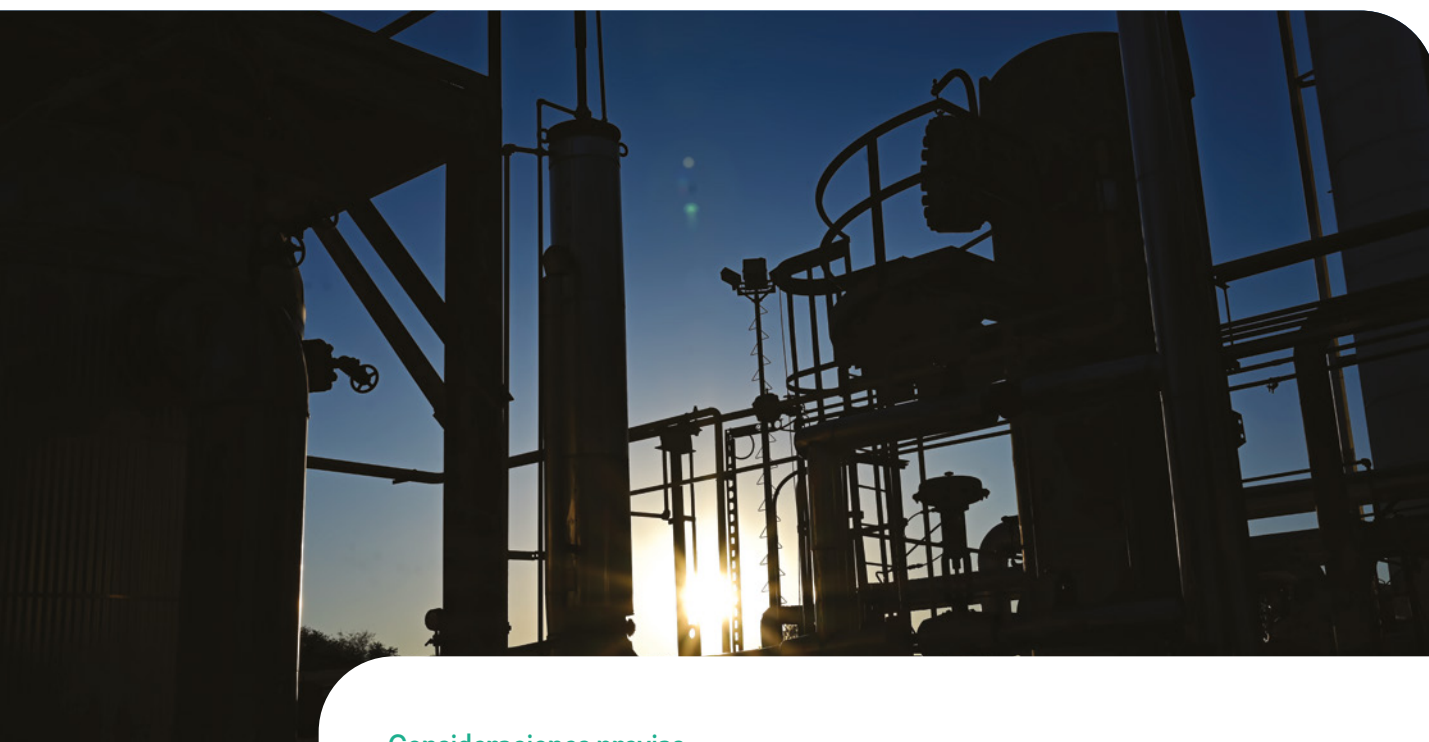
Directorio

Direc

Armin Ludwig Dorgathen Tapia	PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
Sidney Enzo Michel Orellana	VICEPRESIDENTE DEL DIRECTORIO
Miguel Angel Navia Vargas	DIRECTOR SECRETARIO
Jorge Márquez Ostria	DIRECTOR TITULAR
Luis Fernando Vincenti Vargas	DIRECTOR TITULAR
Félix Fernando Salazar Cuba	DIRECTOR TITULAR
Giacomo Vittorini Echalar	DIRECTOR LABORAL
Pamela Salces Sarabia	SÍNDICO



Chaco S.A.



Consideraciones previas

En cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 331 del Código de Comercio, así como el numeral 15 del artículo 58 y artículo 69 de los Estatutos de la Sociedad, el Directorio preparó la Memoria para la gestión fiscal concluida al 31 de marzo de 2024; documento que se presenta a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su consideración y aprobación.

Se adjunta el contenido de la memoria Anual al 31 de marzo de 2024 en lo que respecta a la estructura general y la información financiera.



Aspectos Corporativos

El gobierno corporativo 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 a lo establecido en los Estatutos de la Sociedad y Código de Gobierno Corporativo. Estas instancias toman decisiones fundamentales para la Sociedad, de acuerdo con lo establecido en los Estatutos y las leyes aplicables. Las atribuciones y competencias de cada órgano se definen en dichos documentos, y la fiscalización está a cargo del Síndico de la Sociedad.

La administración de la Sociedad está a cargo del Directorio, cuyos miembros son designados por la Junta General de Accionistas. El Presidente del Directorio ostenta la representación legal de la Sociedad. Las atribuciones y competencias del Directorio están establecidas conforme al Código de Comercio y los Estatutos de la Sociedad.

Accionistas

Durante el periodo comprendido entre el 1º de abril de 2023 y el 31 de marzo de 2024, se realizaron dos (2) Juntas Generales Ordinarias de Accionistas y dos (2) Juntas Generales Extraordinarias 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 23 de junio de 2023
- Junta General Ordinaria de Accionistas de 14 de julio de 2023
- Junta General Extraordinaria de Accionistas de 16 de noviembre de 2023
- Junta General Extraordinaria de Accionistas de 17 de enero de 2024

Directorio

El Directorio de la Sociedad, durante el periodo comprendido entre el 1° de abril de 2023 y el 31 de marzo de 2024, estuvo integrado por:

Armin Ludwig Dorgathen Tapia	Presidente del Directorio
Sidney Enzo Michel Orellana	Vicepresidente del Directorio
Miguel Angel Navia Vargas	Director Secretario
Jorge Márquez Ostria	Director Titular
Luis Fernando Vincenti Vargas	Director Titular
Félix Fernando Salazar Cuba	Director Titular
Giacomo Vittorini Echalar	Director Laboral
Pamela Salces Sarabia	Síndico

Reuniones de Directorio

Durante el periodo comprendido entre el 1° de abril de 2023 y el 31 de marzo de 2024, el Directorio sostuvo, en el marco de las disposiciones estatutarias, las siguientes reuniones:

- Reunión de Directorio No. 04 de 12 de abril de 2023
- Reunión de Directorio No. 05 de 11 de mayo de 2023
- Reunión de Directorio No. 06 de 09 de junio de 2023
- Reunión de Directorio No. 07 de 14 de junio de 2023
- Reunión de Directorio No. 08 de 14 de junio de 2023
- Reunión de Directorio No. 09 de 28 de junio de 2023
- Reunión de Directorio No. 10 de 12 de julio de 2023
- Reunión de Directorio No. 11 de 17 de agosto de 2023
- Reunión de Directorio No. 12 de 28 de septiembre de 2023
- Reunión de Directorio No. 13 de 27 de octubre de 2023
- Reunión de Directorio No. 14 de 21 de noviembre de 2023
- Reunión de Directorio No. 15 de 26 de diciembre de 2023
- Reunión de Directorio No. 01 de 09 de enero de 2024
- Reunión de Directorio No. 02 de 25 de enero de 2024
- Reunión de Directorio No. 03 de 29 de febrero de 2024
- Reunión de Directorio No. 04 de 22 de marzo de 2024



Equipo de Liderazgo



Jerry Harold Fletcher Torrico
Gerente General



Iván David Justiniano Gil
Gerente de Operaciones



Luis Fernando Alegría Uriá
Gerente de Exploración y Desarrollo



Gonzalo Ariel Galarza Daza
Gerente de Producción



Roger Quiruchi Negretty
Gerente de Perforación



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



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



Jaime Arancibia Dávila
Gerente de Asuntos Legales



Carmen Alejandra Salas Balderrama
Gerente de Planificación, Asociaciones
y Comercial



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



Hernán Bravo Lemoine
Gerente de Administración y
Finanzas



Carlos Remy Terceros Peredo
Gerente de Talento Humano a.i.

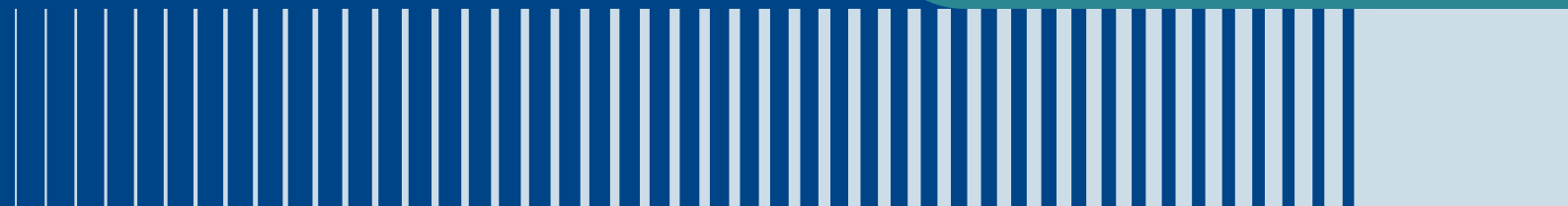


Freddy Bullain Valdivia
Gerente de Tecnología Informática a.i.



01 compañía

NUESTRA
COMPAÑÍA







Objeto de la sociedad

Socie

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.

En este sentido, dichos 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.

dad





Nuestra Cultura

Cultura

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

Nos guiamos por valores fundamentales como la integridad, la innovación y el compromiso con la sostenibilidad, asegurando operaciones responsables y un impacto positivo en las comunidades y el medio ambiente.

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.



Áreas de operación/ producción/ exploración

Plan

Actualmente YPFB Chaco S.A. participa como Titular en Contratos de Operación y Contratos de Servicios Petroleros (Contratos), 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 de Operación de 19 campos (Chaco Varios)

- 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%)



ificación

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 (3 Contratos).

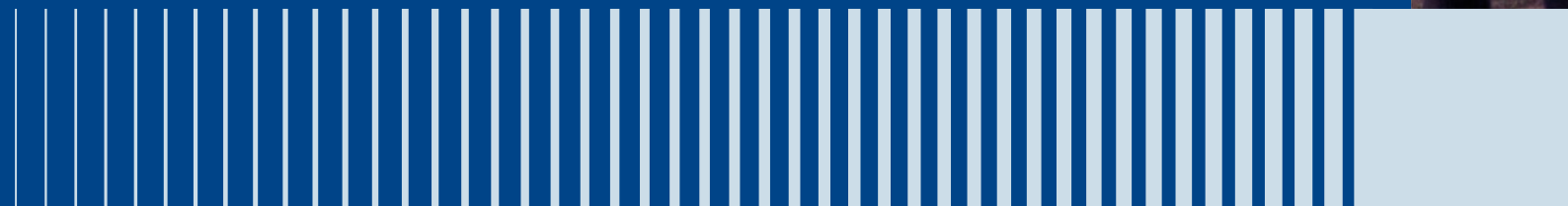
- 9. **Contrato Astillero (Operador, 60% participación)**
 - Tarija: Astillero (bloque exploratorio).
- 10. **Contrato San Telmo Norte (No Operador, 40% participación)**
 - Tarija: San Telmo Norte (bloque exploratorio).
- 11. **Contrato Charagua (No Operador, 40% part. Fase Exploratoria)**
 - Santa Cruz: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





02 Gestión

GESTIÓN DE
RESULTADOS







Panorama general, Riesgos y Expectativas

Imple

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 exploratorios 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 Operadas**, en cada uno de los campos operados por la empresa. Resalta en este punto la puesta en marcha del campo Churumas, el cual posibilitará poner a disposición de los mercados, nuevos volúmenes de producción en el corto plazo.
- 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 la maximización de los niveles 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.
En este sentido, la Estrategia Exploratoria prevé la ejecución de actividades de un portafolio de leads y prospectos en áreas bajo contratos actuales, las cuales, sin lugar a dudas constituyen la Acción Estratégica más desafiante, la acción estratégica más desafiante que tiene la empresa.

Desde el punto de vista económico financiero, 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).

Es importante precisar que los 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 ser:

- 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 y la utilización de los activos e instalaciones 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.

En este sentido, YPFB Chaco S.A. es consciente del reto que atraviesa el país en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, y, por ello su Plan Estratégico orienta sus actividades en miras de ser la empresa líder en exploración de hidrocarburos en el país, colocando a disposición de esta importante actividad todos sus recursos humanos, técnicos y económicos.



Las entregas de gas natural al mercado doméstico se incrementaron un 3%, cerrando el año con un 24%.



Resumen de Resultados

Entregas & Mercados

La producción total entregada en el periodo fiscal 2023 (concluido el 31 de marzo de 2024) alcanzaron 28,6 Mbped, reflejando una disminución del 9% con respecto al nivel de la gestión pasada, debido a la declinación de los campos que afectan a los volúmenes de producción.

De acuerdo con 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 la gestión fiscal 2023, las entregas de gas natural al mercado doméstico se incrementaron un 3%, cerrando el año con un 24% de las entregas de gas natural a este mercado.

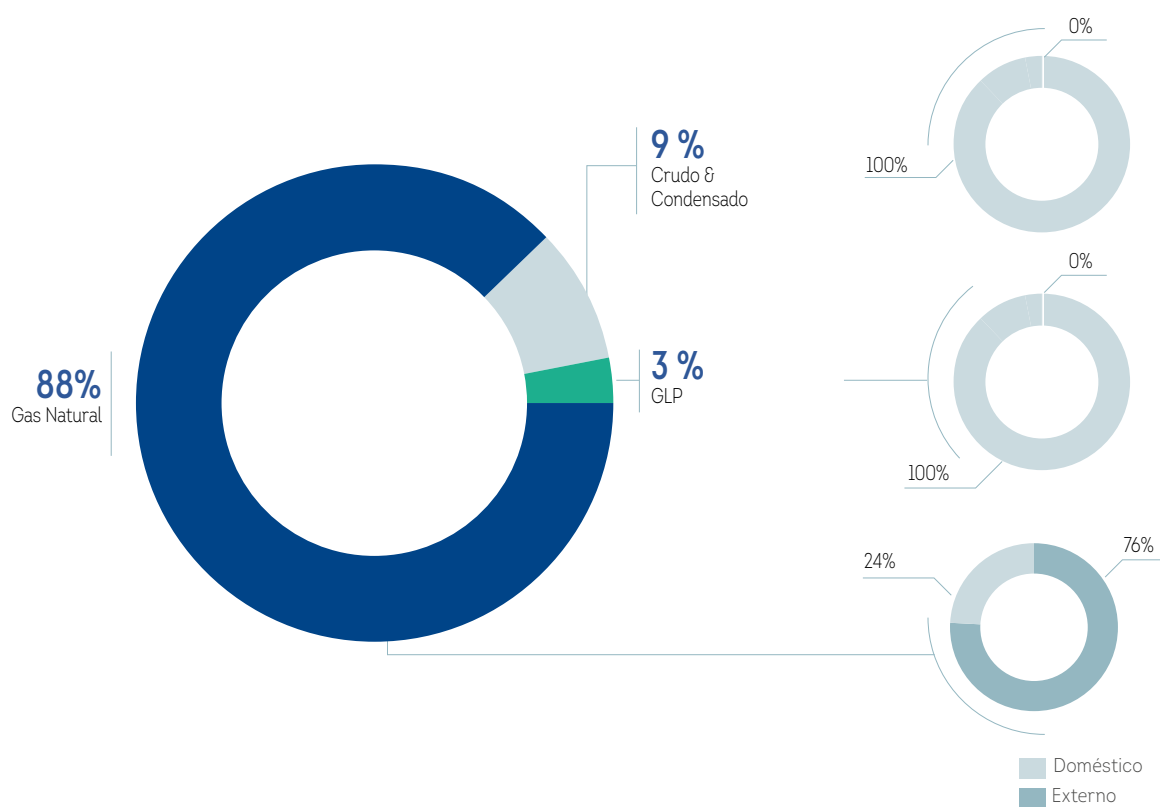
En términos relativos, el Crudo, Condensado y la Gasolina Natural componen el 9% del total de hidrocarburos entregados, el Gas Licuado de Petróleo un 3% y un 88% está compuesto por Gas Natural.

Durante la gestión 2023 en cuanto a hidrocarburos líquidos, el 100% de la producción estuvo destinada al abastecimiento de la demanda nacional.

Por otro lado, en cuanto a las entregas de gas natural, el 24% fue destinado al abastecimiento del mercado interno, y el remanente 76% estuvo destinado a los mercados de exportación, principalmente de la demanda del mercado argentino.



tados



Comportamiento de los precios

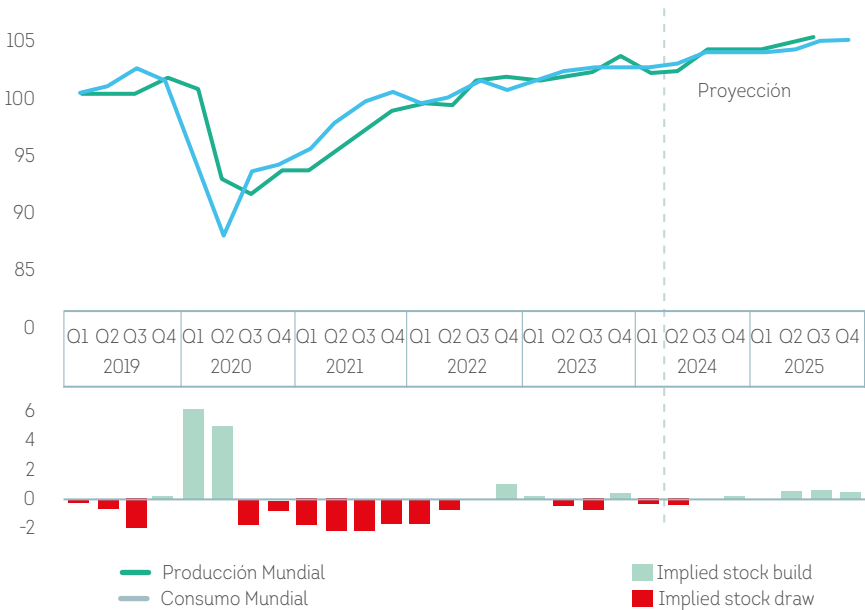
En la gestión fiscal 2024, los precios internacionales de los combustibles se vieron afectados por factores macroeconómicos mundiales, pero principalmente por los niveles de oferta internacional de petróleo, los cuales elevaron los niveles de inventarios mundiales. No obstante que los recortes voluntarios de producción de la OPEP ayudaron en la reducción de los inventarios mundiales de petróleo en el primer semestre de 2024.

Se estima un pronóstico de un mercado petrolero relativamente equilibrado en el segundo semestre 2024. Sin embargo, el mismo estará condicionado a los niveles de oferta mundial para los años siguientes, puesto que este factor implicaría una reducción en los precios para los años siguientes.

Sin embargo, aún persiste una importante incertidumbre centrada en los acontecimientos que se están produciendo en Oriente Medio, que tienen el potencial de aumentar la volatilidad de los precios del petróleo y dar lugar a fuertes aumentos de los precios del petróleo.

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..

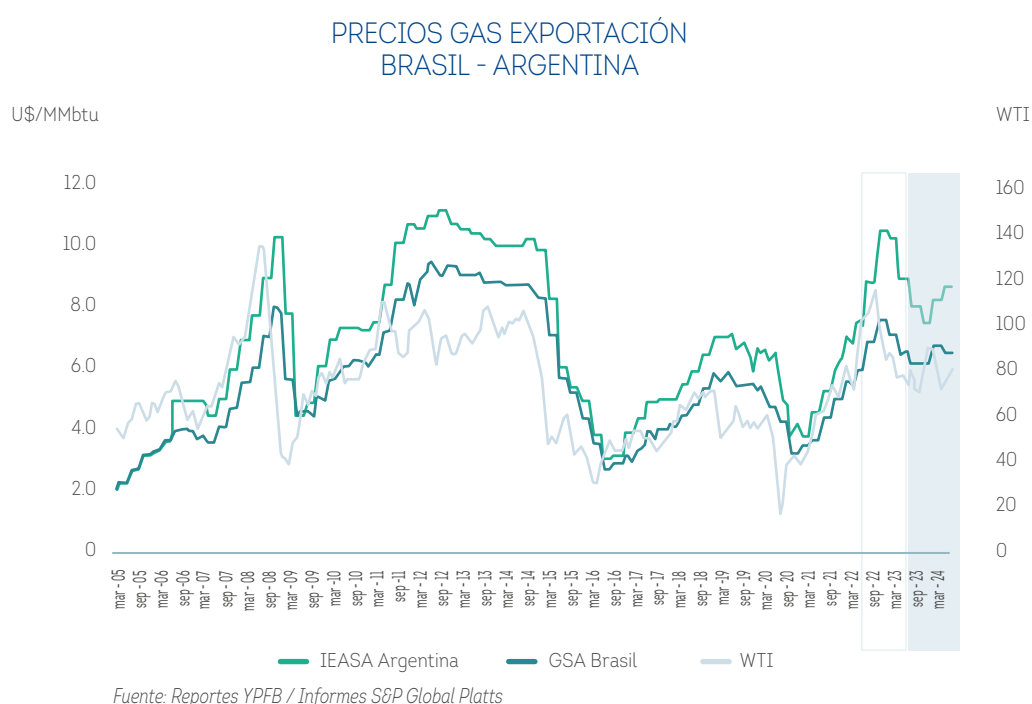
PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN MILLONES DE BARRILES / DÍA



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

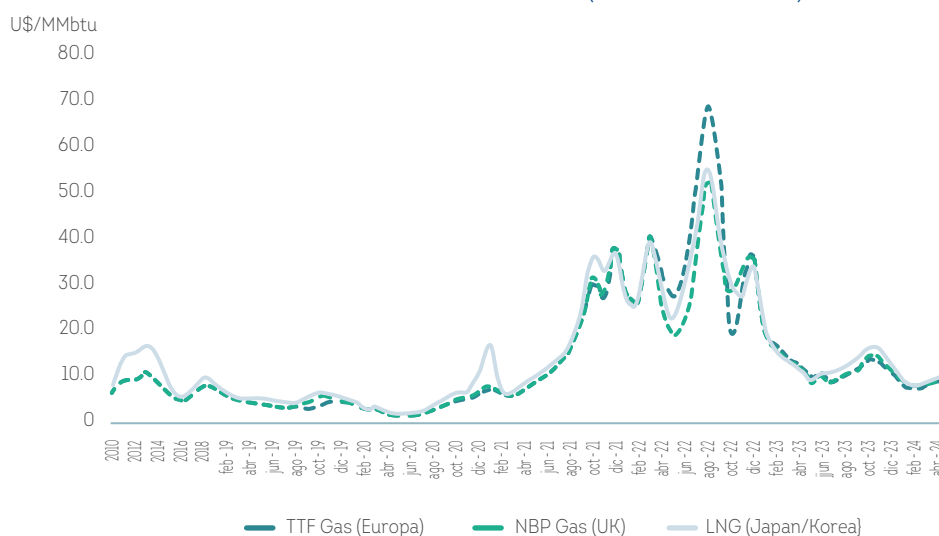
En base al gráfico anterior, el promedio del precio internacional alcanzó los US\$ 78 por barril durante la gestión 2023. Para el 1er. Trimestre del 2024 el precio internacional repuntó hasta alcanzar cotización que superó los US\$ 77 por barril.

En línea con el comportamiento del petróleo, y debido a la indexación del precio del gas natural boliviano a combustibles derivados del petróleo (Fuel's), se observó una reducción de los precios durante la gestión 2023 repuntando posteriormente durante el primer trimestre 2024, tanto para los contratos de exportación de gas natural al mercado brasileiro, como argentino. La imagen siguiente permite ilustrar este escenario.



En cuanto a los precios internacionales del gas natural, 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 ajustado sus cotizaciones, tal como muestra la imagen siguiente.

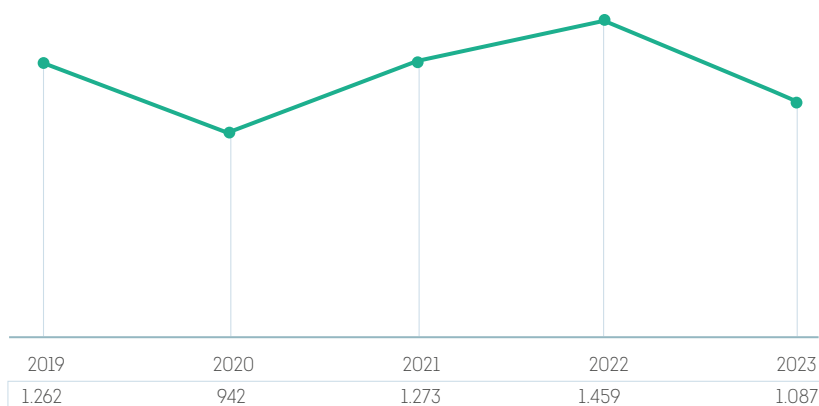
PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL EN EUROPA Y GNL (JAPÓN Y COREA)



Retribución al Titular

El ingreso por Retribución del Titular (RT) registrado en la gestión fiscal 2023 (concluida en marzo 2024), disminuye respecto al año anterior debido a una mayor asignación al mercado interno de gas natural que reduce el precio promedio ponderado para la Sociedad en un 22% y a una menor entrega producción del 9% respecto al año pasado. La Retribución al Titular por entregas de gas natural, representan el 93% de los ingresos totales generados por RT en el periodo.

RETRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS NETOS 2009 - 2023 Expresado en Millones de Bolivianos

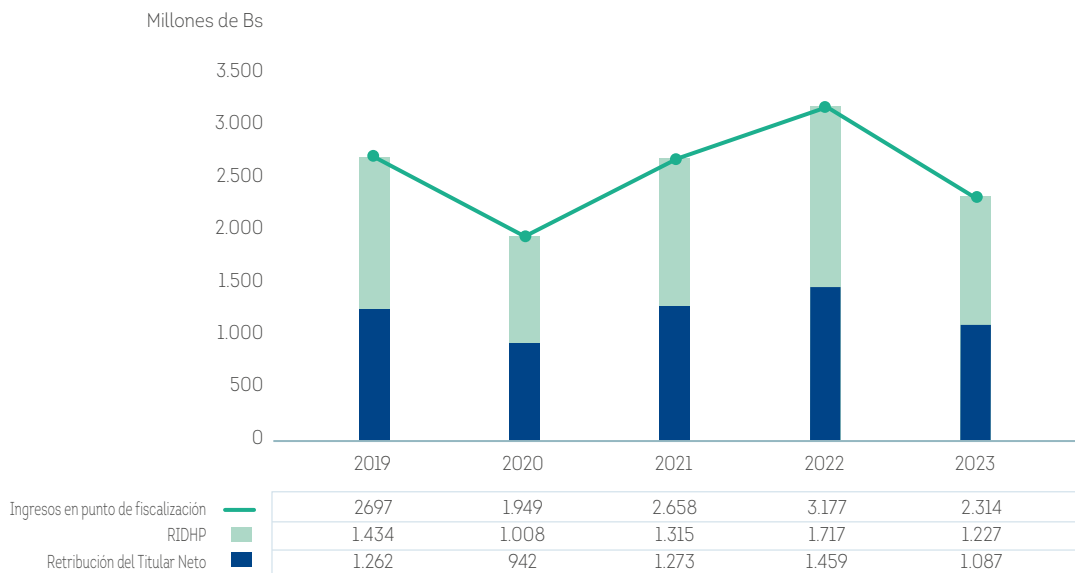


Cargas Públicas Generadas con la Producción

Las cargas públicas generadas para el Estado en la gestión 2023, a través de las regalías, participaciones e IDH determinadas sobre la producción entregada por la Sociedad ascendieron a Bs 1.227 millones.

El gráfico a continuación muestra los ingresos por Retribución al Titular y las Cargas Públicas por regalías, participaciones e IDH, generada por la producción entregada por la Sociedad en los últimos 5 años.

APORTES AL ESTADO Y RETRIBUCIÓN DEL TITULAR



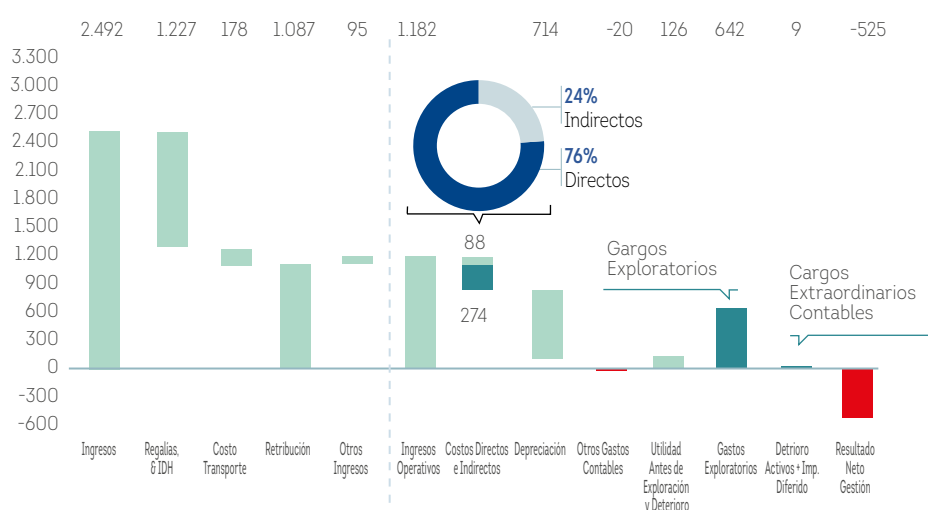
Ingresos, Gastos y Resultado Neto

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 YPFB 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 YPFB 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 Mantenimiento de Plantas y los ingresos operativos netos generados por nuestra participación del 20% de la Planta de Compresión Rio Grande. Se incluyen igualmente los incentivos a la producción de petróleo que reciben los campos menores.

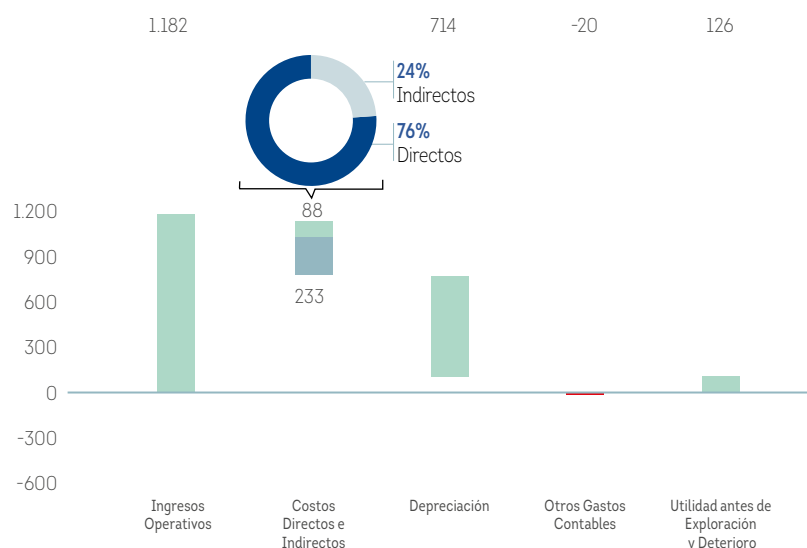
Las retribuciones netas y otros ingresos netos operativos que se generaron durante la gestión fiscal 2023 alcanzaron los Bs. 1.182 millones, reflejando una disminución del 23% con respecto a la gestión anterior, debido al menor precio promedio ponderado alcanzado en las ventas de gas natural (menores precios de exportación y mayores asignaciones al mercado interno) y menores volúmenes de entrega.

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

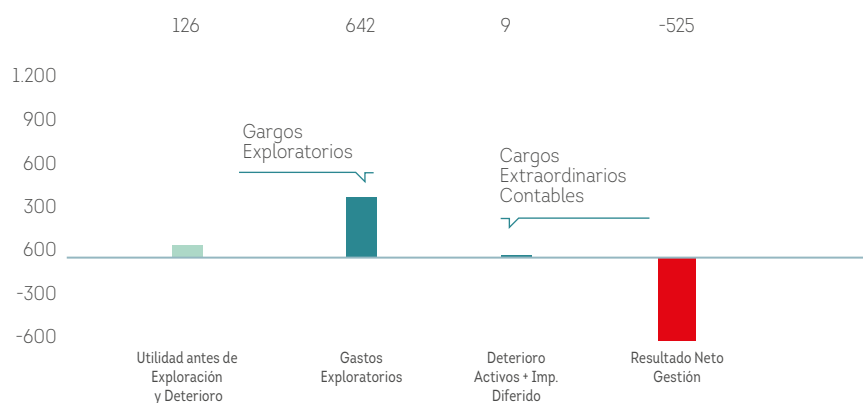


Si a los ingresos operativos le reducimos los costos operativos directos, los gastos administrativos o indirectos, otros costos operativos y la depreciación de activos, que en su conjunto asciende a Bs.968 millones, la Sociedad obtiene una utilidad antes de actividades exploratorias y otros castigos de Bs.126 millones.

ANÁLISIS ESTADO DE RESULTADOS Y VARIABLES CONDICIONANTES GESTIÓN FISCAL 2003 (EXPRESADO EN MILES DE BOLIVIANOS)



ANÁLISIS ESTADO DE RESULTADOS Y VARIABLES CONDICIONANTES GESTIÓN FISCAL 2023 (EXPRESADO EN MILES DE BOLIVIANOS)



Este resultado positivo se convierte a negativo al considerar el castigo de la inversión en pozo exploratorio ITY-X1, resultando una pérdida contable para gestión fiscal 2023 Bs. 525 millones (equivalente USD 75,5 tipo cambio 6.96 por US\$1).

Costos directos e indirectos

En la gestión fiscal 2023, el costo directo de producción por barril de petróleo equivalente fue de US\$/bpe 3,76 mientras que el costo indirecto estuvo en el orden de US\$/bpe 1,21. El costo unitario total para la gestión es de US\$/bpe 4.98.

El costo unitario se mantiene competitivo a pesar de la declinación de la producción de los campos maduros que requieren de mayor asistencia para sostener su producción y que gran parte de los costos están conformados por costos fijos.

La Sociedad continua con las medidas de austeridad definidas y aplicadas a mediados de 2016 y en la gestión fiscal 2023 se ha implementado una nueva reestructuración organizacional, reduciendo puestos de trabajo y costos que se reflejarán en las siguientes gestiones. Por otro lado, como se muestra en el punto de inversión ejecutada, siguiendo el lineamiento estratégico corporativo, la sociedad continua con la intensa actividad de inversión, concentrada principalmente en actividades en la exploración de hidrocarburos. Mantiene igualmente actividades de prestación de servicios de perforación de pozos exploratorios con YPFB e YPF, además de actividades de O&M de plantas de procesamiento.

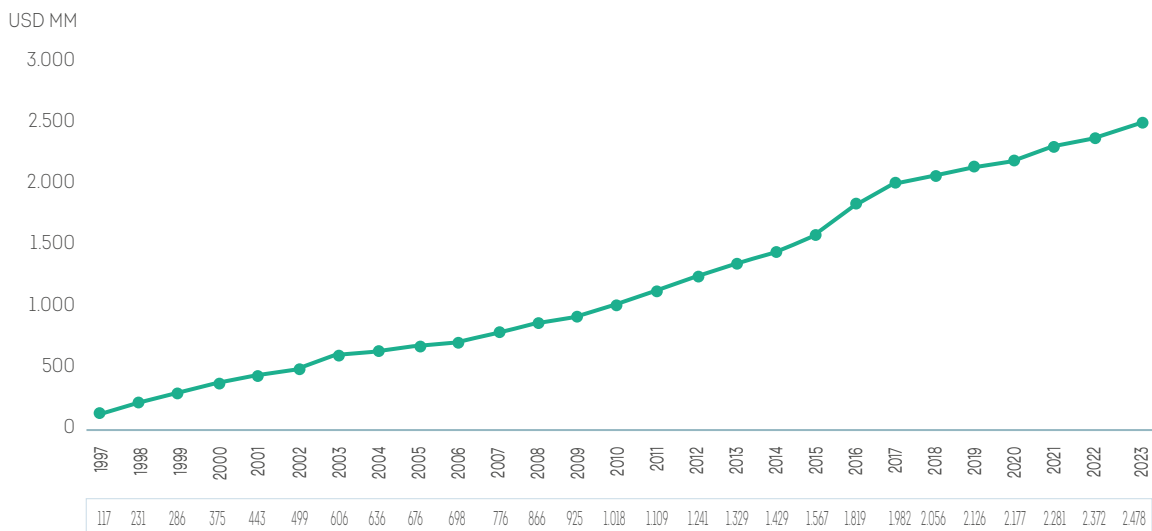




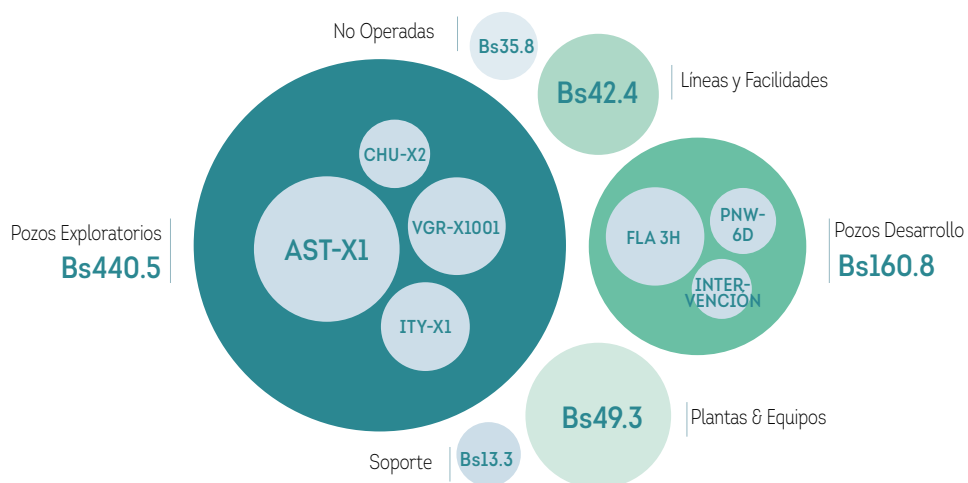
Inversiones

La gestión fiscal 2023 refleja una recuperación en los niveles de inversión después de que la pandemia obligó a restringir algunas actividades productivas y la reactivación contó con demoras por la falta de materiales a nivel global para reactivar la inversión en proyectos. Durante el periodo fiscal 2023, se registró una inversión de aproximadamente USD 106,6 millones en exploración y desarrollo de hidrocarburos con el fin de incrementar las reservas, disminuir la declinación de los campos maduros 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.

INVERSIONES HISTÓRICAS
PERÍODOS FISCALES 1997 - 2023

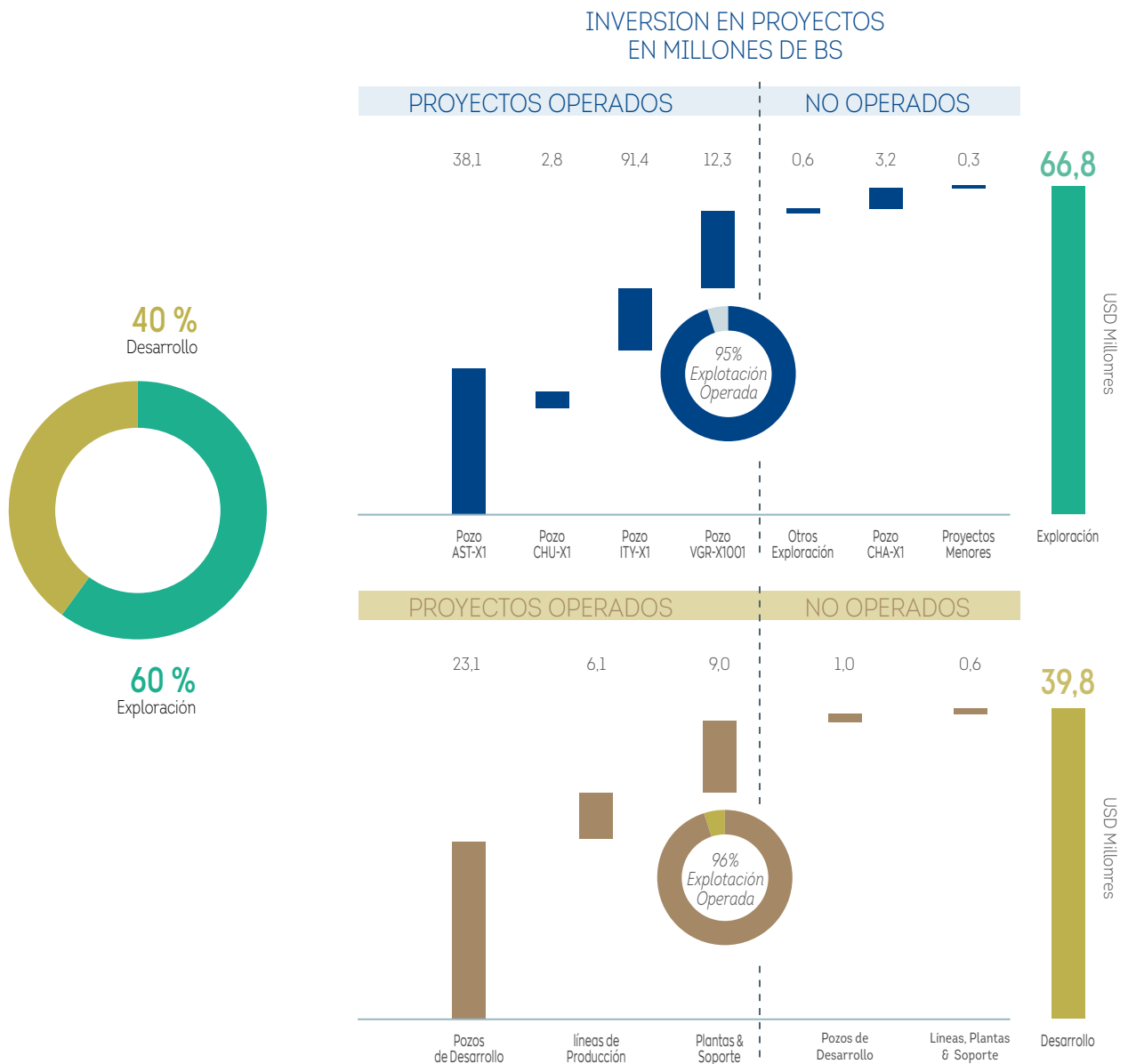


INVERSIÓN GESTIÓN 2023 BS 742 MILLONES
(US\$ 106.6 MILLONES)



Resaltamos el hecho de que aproximadamente el 60% de nuestra inversión, está colocada en inversión exploratoria, manteniendo el enfoque estratégico definido corporativamente de reponer e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos de YPFB Chaco S.A. focalizando la inversión en actividades de exploración.





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 US\$ 2.478 millones en la exploración y explotación de hidrocarburos.

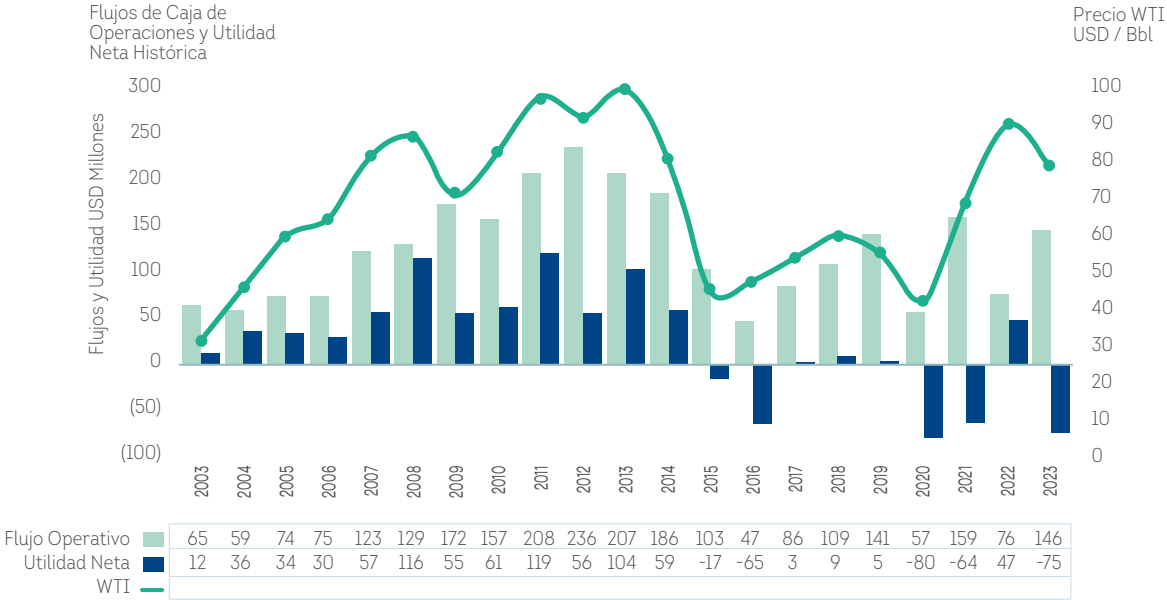
Actualmente y con el mismo propósito de incrementar los actuales caudales de producción, además de reponer e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos de YPFB Chaco S.A. y de Bolivia, la empresa cuenta con un ambicioso plan de inversiones para el período 2025 - 2029, que permitirá potenciar 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.

Flujo de Caja Operativo

Durante la gestión fiscal 2023 (concluida el 31 de marzo de 2024) YPFB Chaco S.A. ha logrado generar un flujo de caja operativo de USD 146 millones, mayor al observado durante la pasada gestión debido al cobro de facturas atrasadas de Retribución al Titular relacionadas con las entregas de gas natural al mercado argentino (ENARSA). Al 31 de marzo de 2024, se tiene aún cuentas por cobrar vencidas por RT por entregas de gas natural a este mercado, por los meses de septiembre a diciembre 2023 y enero 2024 por aproximadamente USD 35 millones.

El flujo de caja operativo generado, más 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 flujo 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 2023-2028 supera los US\$80 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 planificación

INDICADORES DE
GESTIÓN





Salud, seguridad, medioambiente y relacionamiento comunitario

GCSS

YPFB Chaco S.A. cuenta con un Sistema de Gestión Integrado certificado de acuerdo a normas ISO, lo que permite respaldar y dar confianza sobre el compromiso asumido por la empresa en la prevención de daños sobre la salud, la seguridad de las personas y la protección del medio ambiente.

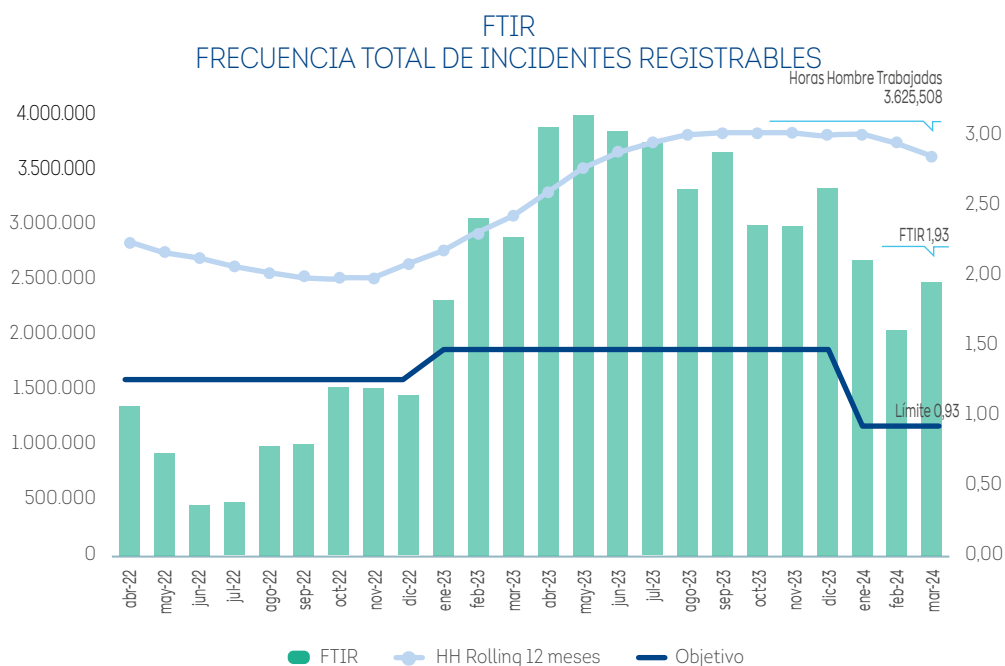
Durante la gestión 2023, se realizaron diferentes actividades como parte de la mejora continua de la cultura de Seguridad, se realizaron foros de Seguridad, el primero con la participación de todos los Gerentes, mandos medios y supervisores operativos de la empresa, eventos que ratifican el compromiso del personal de la con la seguridad.



Mandos medios y supervisores de áreas operativas

FTIR(Frecuencia total de incidentes registrables)

En el período, se tuvieron 3.625.508 horas/hombre trabajadas en todas las áreas operativas y administrativas de YPFB Chaco S.A. Se tuvieron 7 incidentes registrables.

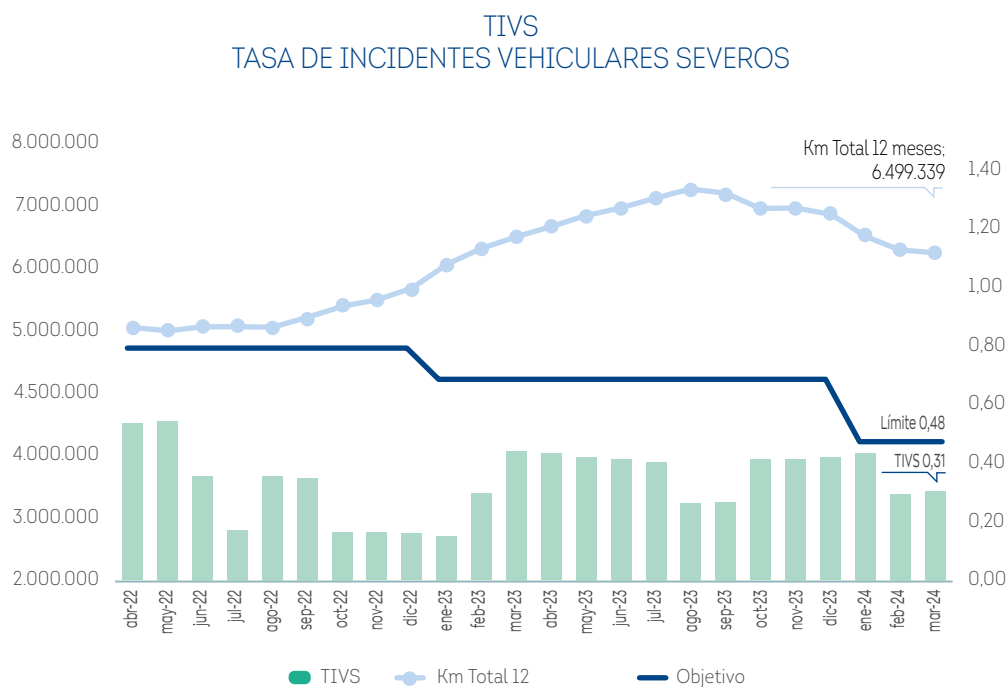


El valor límite del indicador de accidentabilidad (FTIR) fue fijado en 0.93 para la gestión 2023 y esta finalizó con un valor de 1.93.



TIVS (Tasa de incidentes vehiculares severos)

En el período se recorrieron 6.499.339 Kilómetros vehículos de YPFB Chaco S.A. y de contratistas. Se registraron 2 incidentes vehiculares severos, los cuales fueron investigados de acuerdo con procedimiento de investigación de incidentes de YPFB Chaco S.A. y se implementaron las acciones correctivas para evitar su repetición.

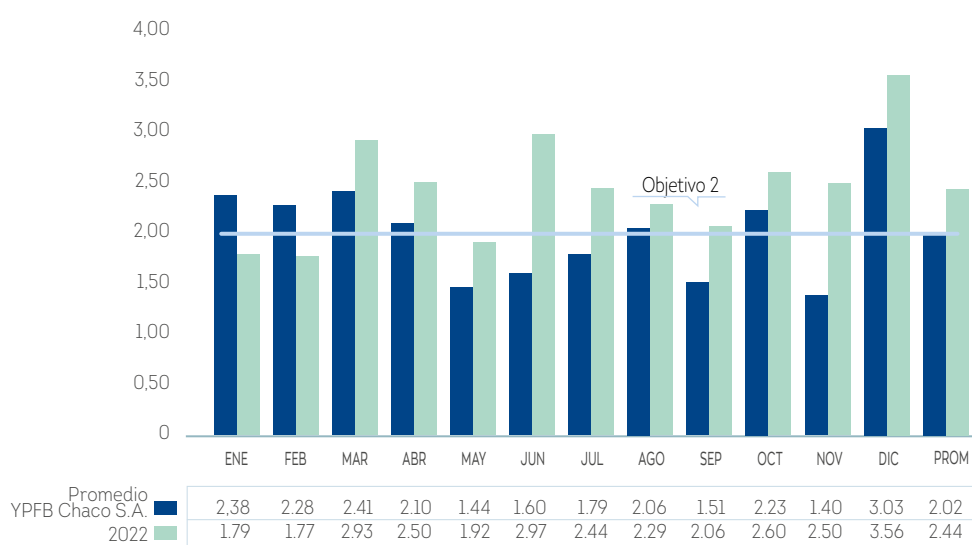


El valor límite del indicador de seguridad vehicular para la gestión 2023 fue establecido en 0.48 y esta concluyó con el indicador de 0.15, habiendo cumplido el objetivo planteado en la gestión 2023.

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 de producción, proyectos y perforación: Durante la gestión 2023, se generaron 19.138 tarjetas o un promedio de 2.02 tarjetas de observación por persona/mes a través del Sistema Informático de Gestión de Acciones Sig@.

PROMEDIO DE TARJETAS DE OBSERVACIÓN DE SSA
(OPERATIVOS)





Política de Alcohol y Drogas

Respo

En cumplimiento de la Política de Alcohol y Drogas de YPFB Chaco S.A., que establece 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 144.135 pruebas de test de alcohol, de los cuales 80 resultaron positivos (0.56 por cada 1000 pruebas) lo que equivale a un (1) positivo por cada 1.802 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 contra la Influenza, enfermedad causal de bajas médicas y ausentismo laboral, logró alcanzar una cobertura del 93%.

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

Habilitación de campamentos para proyectos y catering

En cumplimiento de los procedimientos del Sistema de Gestión Integrado, YPFB 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 con normativa legal vigente.

Responsabilidad

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 periodo se dictaron 68 cursos, capacitando a 1202 conductores propios y de empresas contratistas, haciendo un total de 3066 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 161 reuniones, sumando 1921 horas/hombre de capacitación, que incluye a personal propio y contratistas.



Plan anual de Capacitación y Concienciación en Seguridad, Salud, Medio Ambiente y RC

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, alcanzó a 3872 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 con 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 2600 horas/hombre, en Manejo Defensivo se certificó a 143 conductores de YPF Chaco S.A. con una carga horaria de 1144 horas/hombre. Así mismo, se capacitó a 16 personas de las diferentes áreas operativas en control de incendios mayores 128 horas/hombre.





Gestión Ambiental

Gestión

Licenciamiento ambiental de actividades, obras o proyectos

En estricto apego a la normativa ambiental vigente, durante el periodo de abril 2023 a marzo de 2024 se gestionaron las autorizaciones ambientales para diversas actividades, obras y proyectos, los cuales fueron obtenidos de acuerdo con los tiempos requeridos para el normal desarrollo de las operaciones.

En este periodo se han obtenido 17 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) y Gobierno Autónomo Departamental de Santa Cruz, secretaria de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente.



n Ambiental

A continuación, se detallan los permisos ambientales obtenidos:

PERIODO ABRIL 2023 A MARZO 2024

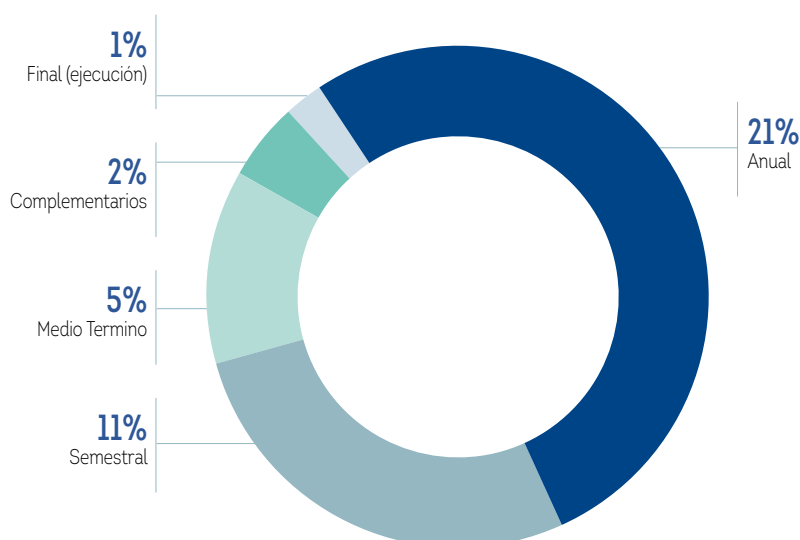
PROYECTO	TIPO DE PERMISO	FECHA DE OBTENCIÓN
Planta de Amina para procesamiento de gas del Campo Caigua	Actualización Licencia Ambiental	1/11/2023
Perforación de Pozos Florida-X2 (FLA-X2) y Florida-3(FLA-3) y Líneas de Recolección	Actualización Licencia Ambiental	17/3/2023
Intervención del pozo PJS-7	IPDMna	14/3/2023
Intervención del pozo LCS-4	IPDMna	14/3/2023
Perforación del Pozo VRG-X1001 E Instalación de Líneas y Facilidades	IPDMna	27/12/2023
Perforación de tres pozos (VGR-A, VGR-B, BGR-C)	IPDMna	4/7/2023
Variante Líneas de Recolección Caigua	IPDMna	14/3/2023
Instalación de Líneas y Facilidades de Producción de los Pozos LMS-X12, AGC-X1 y LMS-X13	IPDMna	25/7/2023
Instalación de Línea de Recolección y Facilidades del pozo HSR-10	PDMna	19/6/2023
Campo Humberto Suarez Roca	Renovación de Licencia Ambiental	12/6/2023
Campos Los Cusis	Renovación de Licencia Ambiental	27/7/2023
Instalación de Líneas y Facilidades de Producción de los pozos LMS-X12, AGC-X1 y LMS-X13 para la habilitación de acceso temporal	ITE	2/3/2023
Adecuación del camino de acceso al pozo Churumas-X2 (CHU-X2)	PDMna	30/12/2024
Perforación del Pozo Astillero-X1	PDMna	26/2/2024
Perforación de los pozos Humberto Suarez Roca12-D(HSR-12D), Humberto Suarez Roca-13D (HSR-13D), Humberto Suarez Roca-14D (HSR-14D) y Facilidades de producción	IPDMna	
Perforación de los Pozos Humberto Suarez Rosa 13D(HSR-13D)	Actualización Licencia Ambiental	12/4/2024
Instalación del parque Fotovoltaico en Almacenes	PDMna	15/3/2024
	CD-CAT 4	25/03/2024

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, Organismo Sectorial Competente y Servicio Nacional de Áreas Protegidas (según corresponda), de acuerdo con la frecuencia establecida en cada licencia ambiental, presentándose un total de 40 informes durante la gestión abril 2023 a marzo 2024, de proyectos en etapa de ejecución y operación.

INFORMES DE MONITOREO AMBIENTAL EJECUTADOS
PERÍODO ABRIL 2023 A MARZO 2024



Asimismo, se realizó el seguimiento y control ambiental a 21 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 2023-2024, 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).

Resultado de dichas inspecciones, se emitieron recomendaciones y/o observaciones, mismas que fueron atendidas por YPFB Chaco S.A. y comunicadas en informes complementarios o inmersos en los informes de monitoreo ambiental propios de la AOP.



Programas Ambientales

Control de quema de gas

En cumplimiento a las disposiciones establecidas por el Decreto Supremo 28312 del 23 de agosto de 2005, YPFB Chaco S.A. controla la quema de gas. Para la gestión 2023, se alcanzó el valor de 49,54 Pies Cúbicos Quemados /BOE (Pies Cúbicos por Barril Equivalente de Petróleo), lo que permitió cumplir el objetivo de 101,80 Pies Cúbicos Quemados/BOE.

Control de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

YPFB Chaco S.A., con el propósito de minimizar su contribución al fenómeno del calentamiento global definió para la gestión 2023 el objetivo de limitar las emisiones de las áreas operativas a 318.375,00 Toneladas de CO2 equivalente.

En base al esfuerzo operativo del programa de control de emisiones y mantenimientos, durante la gestión 2023, se obtuvo un valor de emisiones de 263.920,00 Toneladas de CO2 equivalente.

Eficiencia energética

En YPFB 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, en ese sentido, para el período 2023, se fijó un objetivo de 683,00 MBTU/BOE; alcanzándose un valor de 536,67 MBTU/BOE que 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

YPFB Chaco S.A. cuenta con áreas de Biorremediación donde ha mantenido lodos empetrolados acopiados provenientes de la operación de sus plantas, en Carrasco, Los Cusis y Vuelta Grande.

En cumplimiento a la normativa ambiental, se tiene previsto realizar el tratamiento de los mismos, es así que durante el período se realizó la recolección y transporte de lodos empetrolados, mismos que serán tratados ex situ a través de empresas especializadas. Resultado de estas actividades se transportaron para tratamiento los siguientes volúmenes de lodos empetrolados:

- Carrasco: 471 m³.
- Los Cusis: 944 m³.
- Vuelta Grande: 646 m³.





Responsabilidad Social Empresarial (RSE)

Gesti

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

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:

- **Cumplimiento normativo:** Referido a legislación nacional, así como a las normas internacionales vigentes.
- **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.
- **Compromisos éticos:** Basados en los valores y principios de la empresa (honestidad, equidad e integridad).
- **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 RSE, 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.

ión Ambiental

- 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 RSE, a través de la norma WORLD COB CSR 2011.3.



RSE, define los siguientes ámbitos de acción a desarrollarse:

- **Relaciones Laborales: Público Interno: Proyección a familias**
Dentro de esta categoría se incluyen las inversiones que aumenten la calidad de vida de las familias de los colaboradores directos de la empresa. Las inversiones pueden estar dirigidas al nivel de educación de los familiares del colaborador, al acceso a servicios de salud. Búsqueda de realización personal (competencias y habilidades técnicas, bienestar integral, satisfacción al interior de la empresa, crecimiento y bienestar laboral y otros).
- **Relaciones Sociales: Proyección a la comunidad**
Esta categoría abarca una amplia gama de acciones enfocadas en causar impacto positivo en las comunidades inmediatas de las empresas. Algunas de estas acciones incluyen la generación de empleo, apoyo al desarrollo de proveedores en áreas operativas, voluntariado de colaboradores en la comunidad, donaciones de productos y servicios y desarrollo de infraestructura pública o compartida, (inversión social estratégica), negocios inclusivos en comunidades.
- **Responsabilidad Ambiental**
Esta categoría promueve el cuidado y protección de los recursos naturales cumpliendo la legislación y normas ambientales vigentes promocionando los principios de desarrollo sostenible y las buenas prácticas de la gestión ambiental.

En tal sentido, el Plan de RSE de YPFB Chaco S.A. durante gestión 2023, cumplió el objetivo de trabajar con su público interno:

Programa “Desarrollo de Competencias para Mujeres Emprendedoras”

El Programa de Desarrollo de Competencias para Mujeres Emprendedoras es una iniciativa de YPFB Chaco S.A., que refleja su firme compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas. Este programa tiene como propósito empoderar a las mujeres vinculadas a la empresa ya sean trabajadoras, esposas o hijas de colaboradores para mejorar su calidad de vida y, simultáneamente, contribuir a la consecución de los objetivos de desarrollo sostenible relacionados con la igualdad de género, la reducción de desigualdades, el trabajo decente y el crecimiento económico.

El programa se centra en el fortalecimiento del liderazgo femenino a través del coaching y el desarrollo de ideas de negocio con una perspectiva sostenible. A través de esta iniciativa, 76 participantes adquirieron nuevas habilidades y conocimientos en herramientas que les permitieron desarrollar e implementar sus ideas de negocio. Esto resultó en la creación de emprendimientos sólidos que contribuyen a la economía local y mejoran significativamente sus condiciones de vida.



Número de
Participantes
Activas 43

Resultados e Indicadores

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.

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 Campañas de Educación Ambiental**.

Este programa concebido dentro de la cultura preventiva que YPFB Chaco S.A. promueve y fortalece los valores ambientales, donde mantiene informados en

INDICADORES DE PARTICIPACIÓN

Relacion dentro del grupo de interés	Porcentaje
Dependiente de YPFB Chaco S.A.	47%
Esposa	26%
Hija	19%
Otro	8%

INDICADORES DE CAPACITACIÓN Y DESARROLLO

Horas de formación ejecutadas	60
Horas de acompañamiento individual ejecutado	40
Participantes que culminaron el proceso de formación	31
Tasa de finalización	72%

INDICADORES DE RESULTADOS EMPRESARIALES

Emprendimientos implementados	37
Emprendedoras participaron en la Feria con marca comercial	25

INDICADORES DE SATISFACCIÓN

Cumplimiento de expectativas de las participantes	96%
---	-----

materia social y medioambiental a los públicos de interés, con diferentes campañas como: "Reciclo en mi Unidad Educativa y cuido el medio ambiente".

YPFB Chaco S.A. viene realizando capacitaciones periódicas cada año en las áreas de nuestras comunidades de influencia. Hemos capacitados más de 500 bachilleres de la promoción de Unidad Educativa Carrasco, y el resto comunarios y dirigentes.



Personal de YPFB Chaco S.A. junto a los alumnos de la Unidad Educativa Franz Tamayo

La campaña “Yo Reciclo en mi Unidad Educativa”, tuvo un impacto significativo en varias unidades educativas de la región, promoviendo la conciencia ambiental entre los estudiantes y fomentando prácticas sostenibles de reciclaje.

El equipo de Comunicación y RSE, llevó a cabo capacitaciones en diversas unidades educativas, con el objetivo de sensibilizar a los estudiantes sobre la importancia del reciclaje y motivarlos a ser agentes de cambio en sus comunidades.

La capacitación tuvo lugar en la Unidad Educativa Franz Tamayo, Nelson Lázaro, Nacional Ayacucho y Mariscal Sucre, donde se dio una cálida bienvenida al equipo de YPFB Chaco S.A. los estudiantes demostraron un gran interés, entusiasmo y compromiso con la causa ambiental, disfrutaron de una dinámica especialmente diseñada para incentivar prácticas sostenibles tanto en la unidad educativa como en sus hogares.

YPFB Chaco S.A. reconoce que los jóvenes son los líderes del mañana y que su participación activa en la protección del medio ambiente es crucial para garantizar un futuro próspero y equitativo para las próximas generaciones. Por ello, se ha embarcado en esta noble misión de educar, inspirar y empoderar a los jóvenes para que se conviertan en agentes de cambio en sus comunidades, la campaña no solo busca fomentar la separación y el reciclaje de residuos, sino también inspirar un cambio de mentalidad en los jóvenes, invitándolos a reflexionar sobre el impacto de sus acciones en el entorno natural y a adoptar hábitos más responsables y sostenibles en su vida diaria.



Eidy Catalá Coordinadora de Comunicación y RSE

Estudiantes de la unidad educativa Nacional Ayacucho



Impacto Social a través de las relaciones comunitarias

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 Relacionamento Comunitario de YPFB Chaco S.A.

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

Inversión 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 y estudios de prefactibilidad).

En el período, se ejecutaron 62 proyectos de inversión social, distribuidos en cada una de las áreas y campos de YPFB Chaco S.A. de acuerdo al siguiente cuadro:

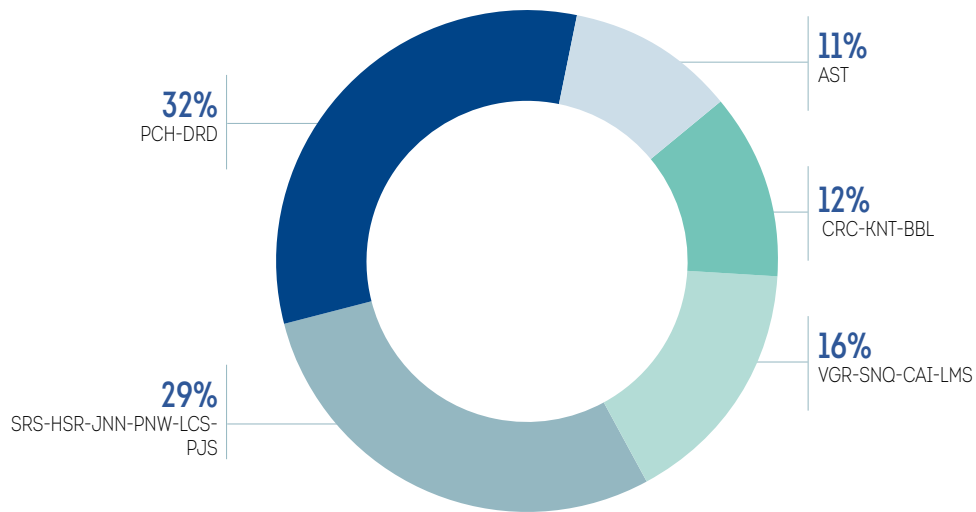
PROYECTOS DE INVERSIÓN SOCIAL DISTRIBUIDOS POR ÁREA Y CAMPOS DE YPFB CHACO S.A.

Área - Campo	Nº de proyectos
CRC-KNT-BBL	7
SRS-HSR-JNN-PNW-LCS-PJS	18
PCH-DRD	20
VGR-SNQ-CAI-LMS	10
AST	7
Total	62



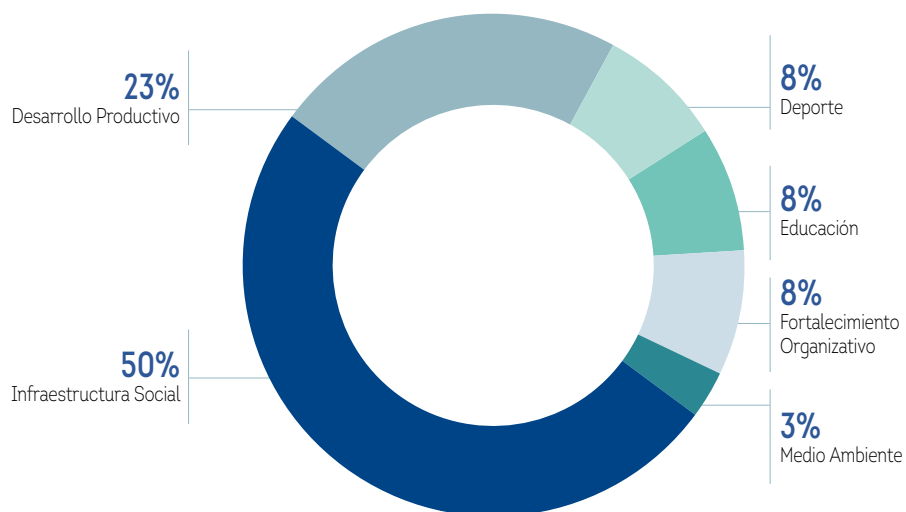
En el período,
se ejecutaron
62 proyectos
de inversión
social

INVERSIÓN SOCIAL DISTRIBUCIÓN DE PROYECTOS 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 2023, se ejecutaron los proyectos de acuerdo a las siguientes áreas temáticas.

INVERSIÓN SOCIAL PROYECTOS SEGÚN ÁREAS TEMÁTICAS





Proyectos de Inversión Social

Campo Junín
Proyecto Mejoramiento Genético de Ganado de Carne en la Comunidad La Planchada 1
Beneficiarios Comunidad Planchada 1 - Municipio de Santa Rosa del Sara.



Campo Percheles-Dorado
Proyecto Ampliación de Graderías y Construcción de Cuarto para Portería Unidad Educativa Basilio.
Beneficiarios Comunidad Basilio -Municipio La Guardia.



Campo Los Monos
Proyecto Compra de Tinacos almacenamiento de agua.
Beneficiarios Pueblo Indígena Weenhayek - Municipio de Villa Montes.

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, 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 con los Gobiernos Municipales 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 2023, se ejecutaron los siguientes proyectos de mantenimiento de caminos:

Proyecto	Alianza	Km	Estado
Mantenimiento de caminos de los tramos Carrasco-Kanata.	Gobierno Municipal de Entre Ríos.	22,75	Concluido
Mantenimiento de caminos de los tramos BBL.	Gobierno Municipal de Entre Ríos.	20,79	Concluido
5° 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	Concluido
Mantenimiento de caminos La Palca-La Planchada 3ra fase	Comunidad 16 de Noviembre (La Planchada)	8	Concluido

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:

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
Total		10

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





Sistema de Gestión Integrado

Integr

CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

YPFB Chaco S.A. cuenta con un Sistema de Gestión Integrado Certificado de acuerdo con 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 el de prevenir daños sobre la salud, la seguridad de las personas y la protección del medio ambiente.

En la presente gestión, YPFB Chaco S.A. fue auditado durante la semana del 17 al 21 de abril del 2023 por el Ente Certificador Bureau Veritas Argentina, donde logró obtener de manera exitosa:

- La Recertificación del Sistema de Gestión Ambiental – ISO 14001
- El Mantenimiento del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo – ISO 45001
- El Mantenimiento del Sistema de Gestión de Calidad – ISO 9001



Auditoría Planta VGR – Sala de Control



Auditoría Proyecto Instalación de Línea VGR-X1001



Auditoría Proyecto de Perforación Pozo VGR-X1001

Como resultado de la auditoría, se resaltaron las siguientes fortalezas:

- Alto compromiso del Equipo de Liderazgo con el SGI.
- Plataforma de YPFB Chaco S.A. para la gestión de auditorías internas, tratamiento de no Conformidades y acciones correctivas.
- Muy buen resultado, profundidad y hallazgos de auditorías internas.
- Muy buen estado de las instalaciones de Planta Vuelta Grande.
- Concientización de peligros y riesgos por parte del personal operativo.
- Buen nivel de detección de mejoras a través de tarjetas de observación.
- Buenas herramientas para el análisis estratégico de la organización.

Así mismo, como parte de la mejora continua se identificó un hallazgo de una no conformidad menor, misma que fue gestionada de manera oportuna través de la implementación de acciones correctivas.

Auditorías Internas al Sistema de Gestión Integrado

En cumplimiento al programa, durante la presente gestión se realizaron un total de 14 auditorías internas a las diferentes plantas, proyectos, oficinas y almacenes. Como resultado se obtuvieron hallazgos que fueron tratados de forma oportuna a través del Sistema Informático SIG@ contribuyendo a la mejora continua del sistema de gestión integrado.

Capacitación SGI

De acuerdo con el programa anual de capacitación, durante el presente periodo se realizaron de manera exitosa los siguientes cursos:

- **Taller Fundamentos y Principios del Sistema de Gestión Integrado (agosto y septiembre 2023)**, impartido por la Empresa IBNORCA, mismo tuvo por objetivo refrescar los conceptos de las normas ISO 9001 Sistema de Gestión de Calidad, ISO 14001 Sistema de Gestión Ambiental e ISO 45001 Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo para manejar un lenguaje común entre todos los colaboradores de la empresa. Asimismo, fortalecer el enfoque por procesos y su optimización a través de la reducción de documentación en el marco de las nuevas tendencias.
- **Formación de Auditores Internos de Sistemas de Gestión (diciembre 2023)**, impartido por la Empresa IBNORCA, mismo tuvo por objetivo desarrollar las competencias necesarias para la planificación y realización de auditorías internas de acuerdo con normas ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.



04 planificación

ACTIVIDADES
LOGROS /
PROYECTOS







Gerencia de Exploración y Desarrollo

Explo

La Gerencia de Exploración y Desarrollo de YPFB Chaco S.A. es responsable del manejo de las reservas de gas y petróleo en las diversas áreas y campos bajo contrato de operación. Con el objetivo de generar proyectos con los que se descubran nuevas reservas, reemplacen a las que están en producción y desarrollen los campos de gas y petróleo de manera económica y eficiente, durante la gestión 2023-2024 se han llevado a cabo trabajos de interpretación y procesamiento de información geológica, de reservorios y de producción en las áreas y campos operados y no operados por YPFB Chaco S.A., así también en áreas en las cuales se analiza la posibilidad de comprometer un contrato bajo Prestación de Servicios Petroleros. Adicionalmente, la gerencia tiene el compromiso de maximizar la recuperación de volúmenes de hidrocarburos mediante labores de supervisión (surveillance) en campo.

La planificación y ejecución de estos proyectos, incluye la participación de los profesionales de la unidad de Estudios y Proyectos, Geología y Geofísica, Reservorios y Servicios de Pozos, que tienen la responsabilidad de llevar adelante estudios y procesos de licitación para contratar los servicios necesarios para estos fines.

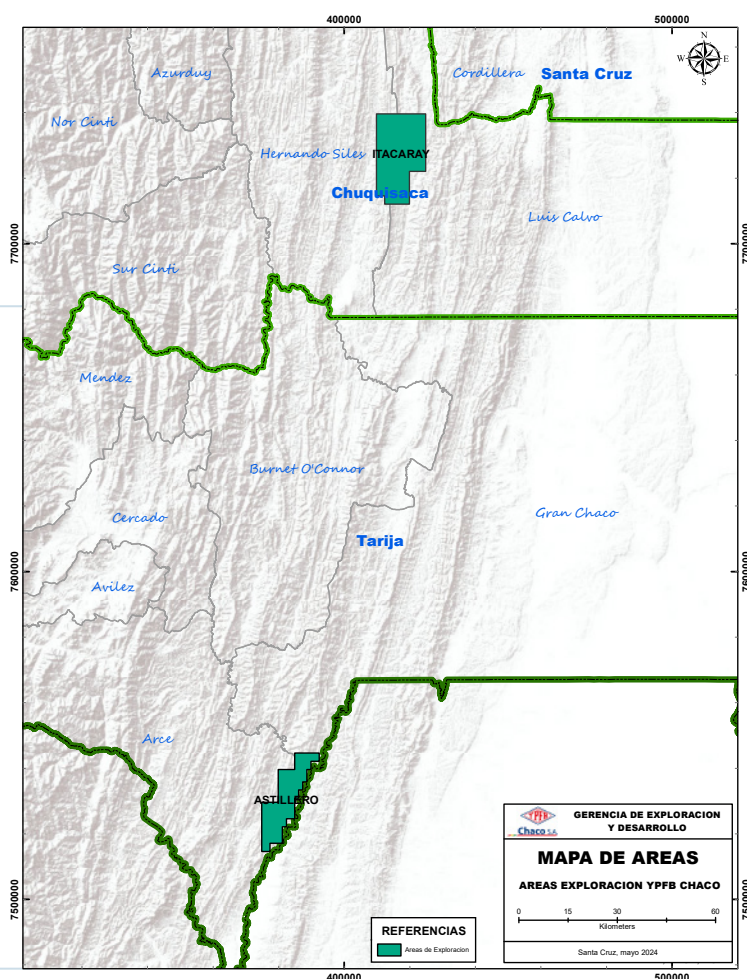
A continuación, se mencionan las actividades que YPFB Chaco S.A. realiza en las distintas Áreas de Exploración y Explotación:

Áreas Operadas Por YPFB CHACO S.A.

Actualmente, YPFB Chaco S.A. opera las Áreas de Exploración Itacaray y Astillero, con un 100% de participación.

RESUMEN DE LAS ÁREAS EXPLORATORIAS OPERADAS Y NO OPERADAS

	ÁREA DE CONTRATO	KM 2	Ha	PARCELAS	FIRMA DE CONTRATO	FASE ACTUAL	UTE COMPROMETIDA	ACTIVIDAD PROYECTO
ÁREAS OPERADAS	Itacaray	562,5	56.250	22,5	26/07/2017	3	1200	FINALIZÓ PERFORACIÓN POZO ITY-XI ST3 Y PROCESAMIENTO SÍSMICO.
	Astillero	210,94	21.094	8,44	05/07/2018	2	700	SE CONCLUYÓ LA PERFORACIÓN DEL POZO AST-XI (ABANDONO TEMPORAL). EN REPROCESAMIENTO Y REEVALUACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL.
	El Dorado Oeste	362,5	36.250	14,5	21/01/2014	4	1200	SE PROCEDIÓ A LA DEVOLUCIÓN DEL ÁREA DE EXPLORACIÓN. EN PROCESO DE OBTENCIÓN DE LA CONFORMIDAD AMBIENTAL.
ÁREAS EN SOCIEDAD	San Telmo Norte	952,5	95.250	38,1	05/07/2018	1	1200	EN FUERZA MAYOR
	Charagua	992,5	99.250	39,7	26/7/2017	3	1200	EN TRABAJOS DE CONTRUCCIÓN DE CAMINO Y PLANCHADA DEL POZO CHA-XI.



Ubicación de Áreas de Exploración bajo Contrato de Servicios Petroleros operadas por YPFB Chaco S.A.

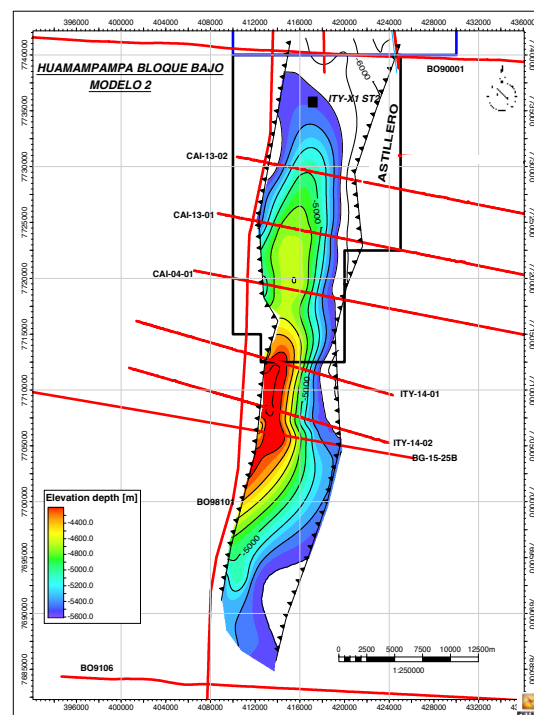
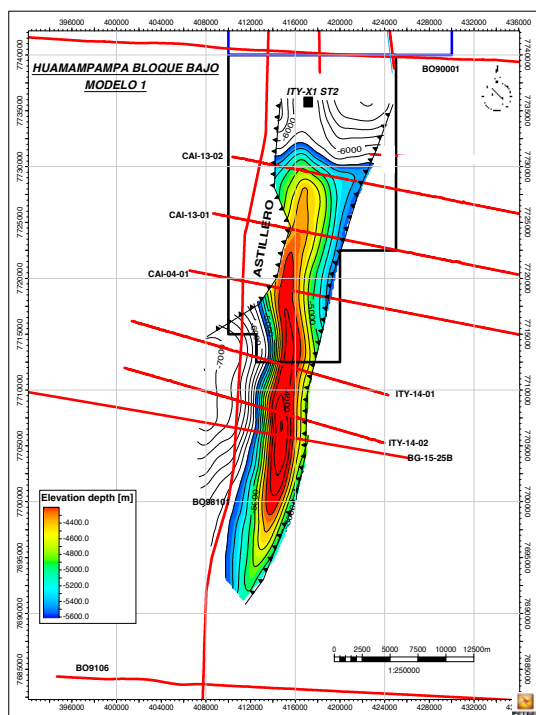
Área de Exploración Itacaray

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. Según la vigencia del CSP, el Periodo Inicial de Exploración finalizará el 11 de diciembre del 2024.

Perforación Pozo Itacaray-X1 (23 de mayo del 2021 al 26 de mayo del 2023)

Durante la gestión 2023 y después de dos años de perforación, el pozo Itacaray-X1 alcanzó la profundidad de 6520 m el 26 de mayo del 2023. El pozo tenía como objetivo evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones Huamampampa y Santa Rosa de edad Devónico. Es importante destacar los hallazgos significativos obtenidos durante la perforación del pozo ITY-X1, y sus correspondientes sidetracks ST y ST2, los cuales han contribuido de manera notable en reducir las incertidumbres en la interpretación de la estructura superficial y principalmente en la sección profunda. La sección perforada por debajo de la escama somera representa uno de los hallazgos geológicos más destacados del pozo ITY-X1 a nivel geológico, permitiendo reducir sustancialmente los grados de libertad en el modelado de las estructuras profundas, las cuales anteriormente eran totalmente conceptuales. Estos resultados permiten re-evaluar las hipótesis planteadas para las estructuras profundas del Subandino. Pese a lo intangible de los hallazgos a nivel geológico, los resultados de las pruebas fueron negativos y, por lo tanto, se decidió al abandono definitivo del pozo.

Posterior a la perforación del pozo ITY-X1 y sus respectivos sidetracks, se reevaluó la estructura denominada Itacaray Sur con dos alternativas de interpretación, con el fin de explorar nuevas oportunidades exploratorias, principalmente relacionadas con la Formación Huamampampa. Considerando que el Periodo Inicial de Exploración del Contrato de Servicios Petroleros culmina el 11 de diciembre de 2024 y debido a los tiempos prolongados de ejecución, incluyendo los procesos de licitación y la fase subsiguiente de evaluación y clasificación del prospecto, no resulta viable llevar a cabo más perforaciones exploratorias ni declarar su comercialidad dentro del plazo del contrato.



Mapas estructurales Formación Huamampampa profundo, producto de las alternativas de interpretación realizadas, donde se visualiza la oportunidad Itacaray Sur.

Reprocesamiento Sismico 2D Piloto Itacaray (24 de agosto 2023 al 20 de marzo de 2024)

El reprocesamiento incluyó: tomografía, procesamiento CRS, migración preapilado en tiempo (PSTM) y profundidad (PSDM), con construcción de modelos de velocidad sobre las líneas sísmicas 2D CAI-04-01 e ITY-1401. Se usaron algoritmos avanzados como: inversión de onda completa (FWI) y migración en tiempo inverso (RTM). El procesamiento CRS mejoró la relación señal-ruido y la continuidad estructural, mientras que FWI aumentó la resolución de velocidades en superficie, lo cual ayudó a los pasos de la tomografía para corregir el moveout de los CRP gathers y actualizar los modelos.

Área de Exploración Astillero

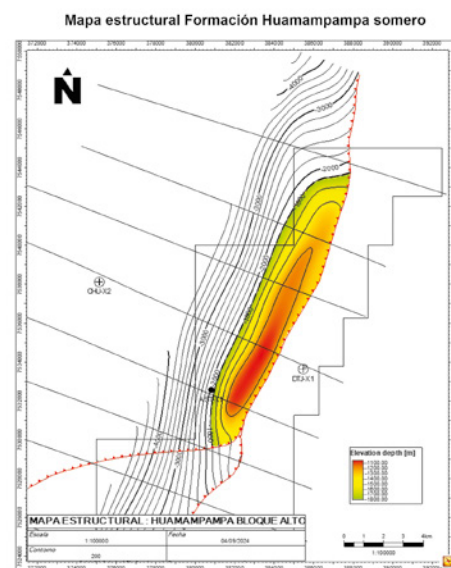
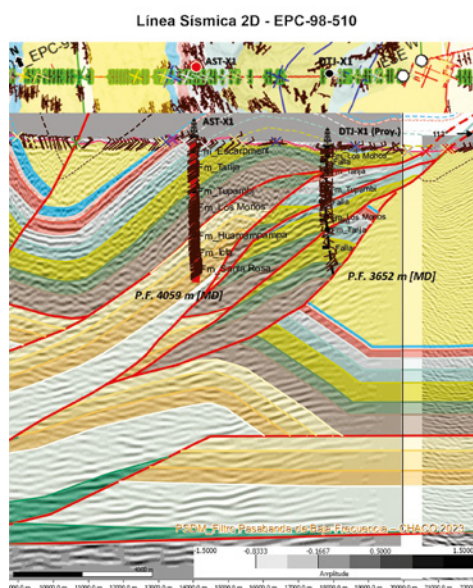
El Área Astillero se encuentra en las provincias Arce y Gran Chaco del Departamento de Tarija, dentro de la zona tradicional de hidrocarburos del Subandino Sur de Bolivia. El Contrato de Servicios Petroleros (CSP) suscrito entre YPFB y YPFB Chaco S.A. fue protocolizado el 05 de Julio de 2018. Actualmente, el área se encuentra en Fase 2 y según la vigencia del CSP, el Periodo Inicial de Exploración finalizará el 15 de febrero del 2027.

Perforación Pozo AST-X1 (24 de marzo 2023 – 16 de febrero 2024)

El pozo Astillero-X1 (AST-X1), inició operaciones de perforación el 24 de marzo del 2023. Con este pozo, se encontraron a las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa a profundidades menores de las previstas en la prognosis estratigráfica original del pozo. El 5 de enero del 2024 el pozo alcanzó la profundidad de 4059 m, donde se produjo un aprisionamiento mecánico de la sarta de perforación. El 4 de febrero, se dio por concluida esta labor, dejando 50,13 m de la sarta de perforación atrapada en el fondo del pozo. Posteriormente, se balancearon tapones de cemento para el abandono temporal del pozo.

El principal objetivo del abandono temporal es, continuar con el aseguramiento técnico del pozo y evitar los costos de stand by del taladro de perforación, mientras se realizan estudios adicionales necesarios para una nueva evaluación técnica y económica del proyecto Astillero. Estos estudios adicionales incluyen un procesamiento sísmico, seguido de reinterpretación estructural, entre otros.





Modelo y Mapa Estructural Área de Exploración Astillero.

Nuevas Tecnologías de Procesamiento Sísmico Astillero

El objetivo de este proyecto es mejorar la imagen sísmica, relación señal ruido y contenido de frecuencias de las secciones sísmicas a través de un conjunto de procesos especiales, integrando los datos geológicos y geofísicos disponibles del Área. El alcance del servicio comprende 56 km lineales de sísmica distribuidos en 2 líneas sísmicas.

El 26 de marzo del 2024 se emitió la orden de proceder a la Contratista. Actualmente se están realizando las migraciones en tiempo de las líneas sísmicas. El resultado de este estudio será incluido en los trabajos de aseguramiento técnico del Proyecto Astillero-X1.



Áreas de Exploración No Operadas

Área de Exploración Charagua

El Área Exploratoria Charagua se encuentra en la provincia Cordillera del Departamento de Santa Cruz de la Sierra. YPFB Chaco S.A. tiene una participación del 40 % en el Contrato de Servicios Petroleros, que obtuvo bajo un Contrato de Cesión, e YPF E&P Bolivia tiene un 60 % de participación, siendo este último operador del área.

Se tiene identificado un prospecto exploratorio denominado Charagua. Según estimaciones de YPF S.A., el prospecto visualizado tiene un potencial de recursos gasíferos que ascienden a 2,5 TCF's. Para su evaluación, se tiene planificado realizar la perforación del pozo Charagua-X1 (CHA-X1), cuyo objetivo principal es evaluar el potencial de la Formación Santa Rosa, sin descartar la posibilidad de estudiar otros reservorios como las formaciones Huamampampa e Icla. Para ejecutar este proyecto, en fecha 21 de septiembre de 2023, se iniciaron las actividades de construcción del camino y planchada.

Área de Exploración San Telmo Norte

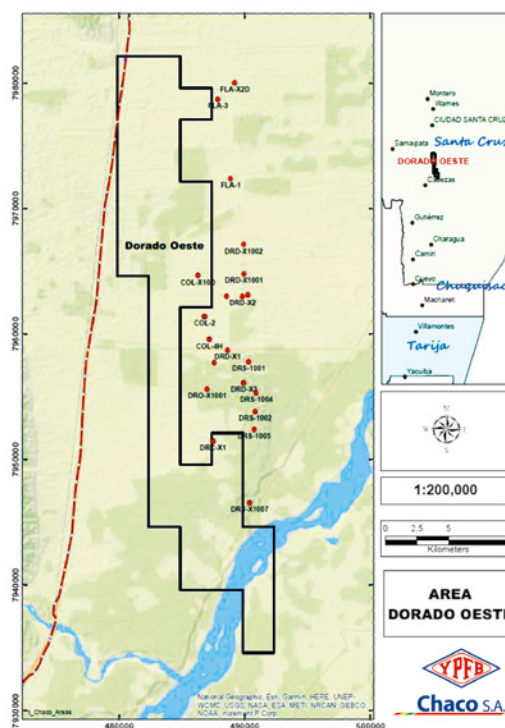
El Área Exploratoria San Telmo Norte se encuentra en las provincias Arce, O'Connor y Gran Chaco del Departamento de Tarija, Sur de Bolivia. Dentro del Contrato de Servicios Petroleros protocolizado el 5 de julio del 2018, YPFB Chaco S.A. tiene una participación del 40%, mientras que Petrobras Bolivia cuenta con un 60% de participación, siendo este último operador del área.

Se tiene identificado un prospecto exploratorio, denominado Domo Oso, el cual tiene como objetivo principal evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones Huamampampa y Santa Rosa, sin descartar la posibilidad de estudiar los reservorios de las formaciones Iquiri, Los Monos e Icla. De acuerdo con el análisis de Petrobras Bolivia S.A. (PEB), en el prospecto se vislumbra un potencial de recursos recuperables gasíferos que ascienden a 2,26 TCF's de gas en el Bloque Alto. El proyecto se encuentra en Fuerza Mayor, sin embargo, se están realizando actividades de gabinete de geología de exploración, licenciamiento ambiental y actividades previas a la perforación del pozo Domo Oso-X3 (DMO-X3).

Áreas en Proceso de Devolución

Área de Exploración Dorado Oeste

El Área de Exploración Dorado Oeste se encuentra localizada en la Provincia Cordillera del Departamento de Santa Cruz, aproximadamente a unos 90 km en dirección SSE de la ciudad de Santa Cruz.



Ubicación Geográfica del Área de Exploración Dorado Oeste.

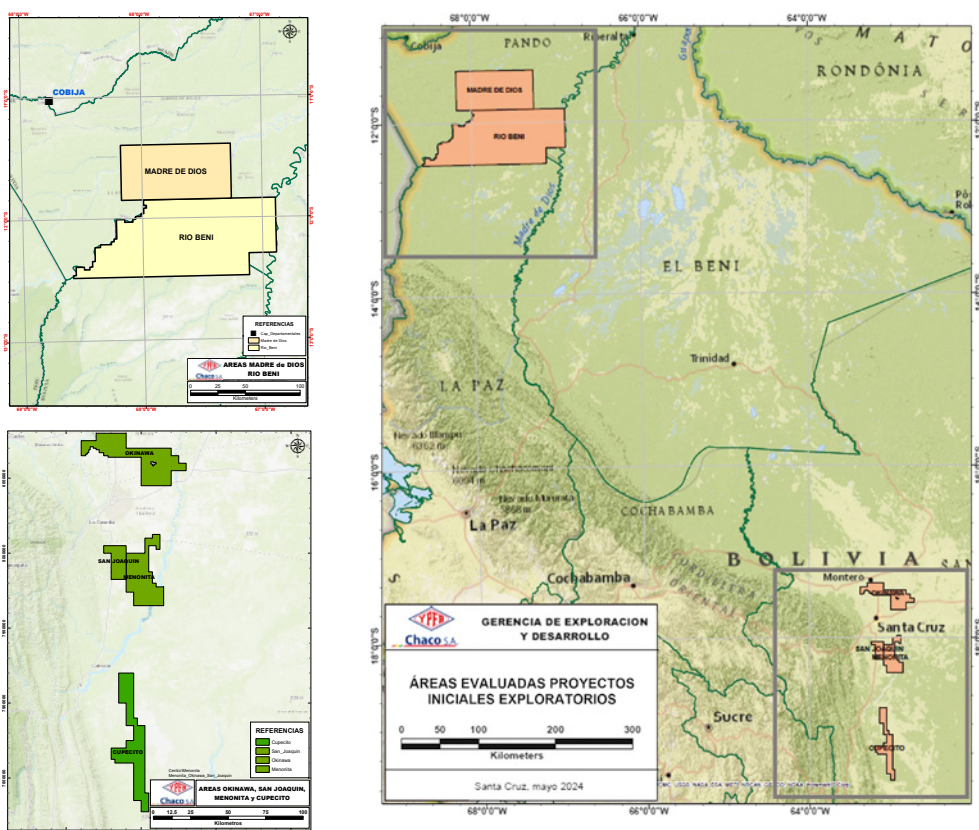
El CSP suscrito entre YPFB Corporación y YPFB Chaco S.A., fue protocolizado el 21 de enero del 2014.

En base a los resultados de los estudios de petrofísica, estratigrafía, atributos e inversión sísmica, el área remanente de exploración Dorado Oeste, se determinó que el área tiene un bajo potencial exploratorio, debido a la baja calidad del reservorio Arenisca Guanacos en dirección norte y la baja posición estructural respecto al Campo Colorado en dirección sur.

Por este motivo, en noviembre de 2023, se envió a YPFB el informe de justificación técnica de renuncia y devolución del Área Remanente de Exploración Dorado Oeste. Adicionalmente, se está procediendo con la remediación ambiental de la planchada del pozo COL-X10D.

Áreas evaluadas a través de proyectos iniciales exploratorios

YPFB Chaco S.A. suscribió varios acuerdos con YPFB para la realización de estudios de geociencias en nuevas áreas exploratorias bajo la modalidad de Proyecto Inicial Exploratorio PIE. El objetivo de estos estudios es evaluar su potencial hidrocarburífero, para posteriormente, en caso de que la evaluación resulte positiva, solicitar que estas áreas sean incorporadas a los activos de YPFB Chaco S.A. mediante la suscripción de Contratos de Servicios Petroleros. Estas iniciativas estratégicas permitirán a la empresa contar con una amplia cartera exploratoria, facilitando la selección de la mejor oportunidad para llevar a cabo futuras perforaciones de pozos exploratorios y la posibilidad de incorporar reservas.



Ubicación de las Áreas de Exploración evaluadas a través de Proyectos Iniciales Exploratorios.

Área de Exploración Cupecito (12 de octubre 2022 al 08 de agosto 2023)

Durante la gestión 2023 se realizó el PIE del Área Cupecito con el objetivo de evaluar del potencial hidrocarburífero de las areniscas de la Formación Iquiri (Devónico Superior), en base a la caracterización de zonas con anomalías de amplitud sísmica.

La interpretación sísmica del Anticlinal Guanacos muestra que a nivel de Formación Iquiri existe un complejo de subestructuras divididas por fallas (compartimentalización) que tendría características muy similares a las del Anticlinal El Dorado, observándose además anomalías de amplitud sísmica (posibles indicadores de hidrocarburos) en los flancos de la estructura que no fueron atravesados por los pozos perforados, particularmente en bloque alto.

La evaluación económica del Área Cupecito tuvo un VANE negativo, por lo que no se recomienda la negociación de un contrato bajo Régimen de Prestación de Servicios Petroleros. Sin embargo, el interés por el área se mantiene, recomendando realizar reprocesamiento de los dos cubos sísmicos sobre el Anticlinal Guanacos, con el objetivo de confirmar la existencia o no de anomalías de amplitud sísmica análogas a las de El Dorado, que permitiría reducir la incertidumbre de la estimación de recursos y reevaluar el riesgo geológico (Pg) del prospecto.

Área de Exploración Río Beni (18 de mayo del 2022 al 17 de mayo del 2023)

El objetivo del PIE Río Beni fue evaluar el potencial hidrocarburífero de reservorios convencionales del Área de Exploración Río Beni. Sin embargo, no se logró identificar trampas estructurales favorables para el entrapamiento de hidrocarburos, por lo cual, los objetivos fueron modificados para evaluar recursos hidrocarburíferos no convencionales, con enfoque primordial en las lutitas de la Formación Tomachi (Devónico Superior). La evaluación mostró un Potencial en recursos hidrocarburíferos no convencionales asociados al intervalo Tomachi Rich (Frasniano), con una estimación de recursos In Place de Shale Oil más probable del Intervalo Tomachi con un COT 2% es 237 bbl/ac-ft y para un COT 4% es 284 bbl/ac-ft.

A raíz de la evaluación, se concluyó que no es factible llevar a cabo operaciones petroleras para la explotación de recursos no convencionales en el Área de Exploración Río Beni. En consecuencia, no se recomienda la suscripción de un Contrato bajo Régimen de Prestación de Servicios Petroleros; estas decisiones se fundamentan en evaluaciones técnicas, legales y operativas.

Área de Exploración Madre de Dios (18 de mayo del 2022 al 17 de mayo del 2023)

Al igual que el Área de Exploración Río Beni, el objetivo de la elaboración del PIE para esta Área de Exploración era evaluar el potencial hidrocarburífero de reservorios convencionales. Posteriormente, se realizó la evaluación de recursos hidrocarburíferos no convencionales, con enfoque primordial en las lutitas de la Formación Tomachi (Devónico Superior).

Considerando que la mejor zona para iniciar la exploración de recursos no convencionales, donde se ha identificado el Play Exploratorio Tomachi Rich, se encuentra fuera del Área Madre de Dios, presentando limitaciones legales, de acceso y socioambientales para su operación. YPFB Chaco S.A. ha llegado a la conclusión de que no es factible llevar a cabo operaciones petroleras para la explotación de recursos no convencionales en el área. En consecuencia, no se recomienda la suscripción de un Contrato bajo Régimen de Prestación de Servicios Petroleros.

Área de Exploración Okinawa (30 de noviembre 2022 al 30 de agosto 2023)

El objetivo del PIE para el Área Okinawa era realizar la evaluación del potencial hidrocarburífero de la Formación Los Monos de edad Devónico Superior en el área.

Los resultados de la evaluación del PIE revelaron un potencial significativo en las arenas denominadas DLM-1, DLM-2 y DLM-3 de la Formación Los Monos con recursos in situ, de condensado para el total de la estructura. Según el análisis de viabilidad del proyecto YPFB Chaco S.A. recomendó iniciar el proceso de negociación para la suscripción de un Contrato bajo Régimen de Prestación de Servicios.

Área de Exploración Menonita (19 de diciembre 2023 - Actual)

El objetivo principal del PIE es la evaluación del potencial hidrocarburífero que tiene en esta zona la Arenisca Guanacos de la Formación Iquiri, misma que es productora en los campos El Dorado Sur, Dorado Oeste, Colorado, El Dorado, Río Grande, y Naranjillos, colindantes al área de estudio.

Hasta la fecha se ha concluido con la etapa de compra de información, construcción de la base de datos G&G y están en desarrollo las actividades de interpretación estratigráfica, interpretación petrofísica e interpretación sísmica del área. El estudio finalizará el 19 de octubre del 2024.

Área de Exploración San Joaquín (06 de noviembre del 2023 – Actual)

El PIE del Área San Joaquín tiene por objetivo la evaluación del potencial hidrocarburífero que tiene la Arenisca Guanacos de la Formación Iquiri en esta zona, misma que es productora en los campos El Dorado Sur, Dorado Oeste, Colorado, El Dorado, Rio Grande, y Naranjillos, los cuales son vecinos al área de estudio.

Hasta la fecha se ha concluido con la etapa de compra de información, construcción de la base de datos G&G y están en desarrollo las actividades de interpretación estratigráfica, interpretación petrofísica e interpretación sísmica del área. El estudio finaliza el 7 de noviembre del 2024.



Áreas de Explotación

Campos Operados

Área Norte: CHIMORÉ

Campo Bulu Bulu

Oportunidad Bulu Bulu Profundo

El objetivo de este estudio es evaluar el potencial hidrocarburífero de la Arenisca Sara en el Anticlinal Bulu Bulu. Este estudio se basa en la prueba de producción de la Arenisca Sara del pozo BBL-9D perforado en 2002, que mostró quema de gas sin agua, aunque las condiciones de prueba no fueron concluyentes, sugiriendo baja permeabilidad o alto daño en el reservorio. Se construyó un nuevo modelo estructural, que define dos subestructuras a nivel de la Arenisca Sara, bloque alto y bloque bajo, y en conjunción con los parámetros petrofísicos calculados, se realizará la estimación de recursos y evaluación económica.

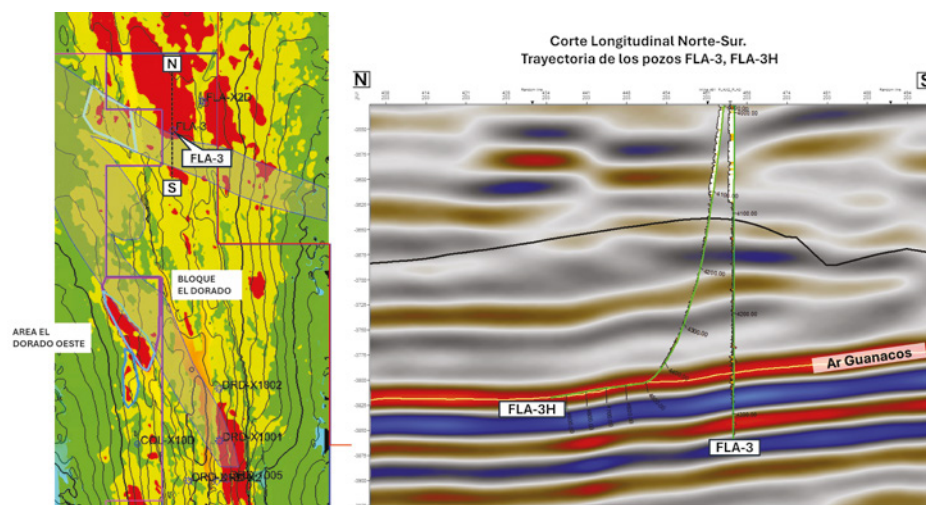
Área Centro: COMPLEJO EL DORADO

Campo El Dorado

Pozo FLA-3 y FLA-3H

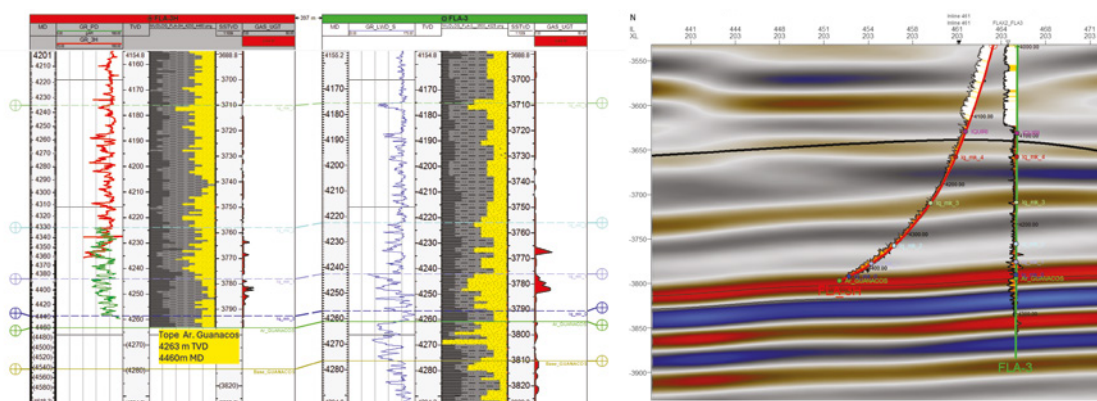
A partir de los estudios de inversión sísmica y descomposición espectral, se identificaron oportunidades en la zona norte de la estructura El Dorado, donde se propuso la perforación pozo piloto FLA-3 de evaluación, y el pozo horizontal FLA-3H para producción.

El pozo FLA-3, inicio perforación el 24 de diciembre de 2023 y perforó hasta 4325m MD. La detección de gas, evaluación de registros eléctricos, y la prueba Mini DST del reservorio Arenisca Guanacos, permitió la identificación de hidrocarburos en la estructura.



Ubicación de pozo FLA-3 en Anomalías de Inversión sísmica, Sección sísmica y trayectoria del pozo FLA-3, FLA-3H (propuesta Geológica).

La perforación del pozo FLA-3H, inició a partir de la profundidad de 3735m MD, y perforó en dirección Norte hasta el tope de la Arenisca Guanacos.



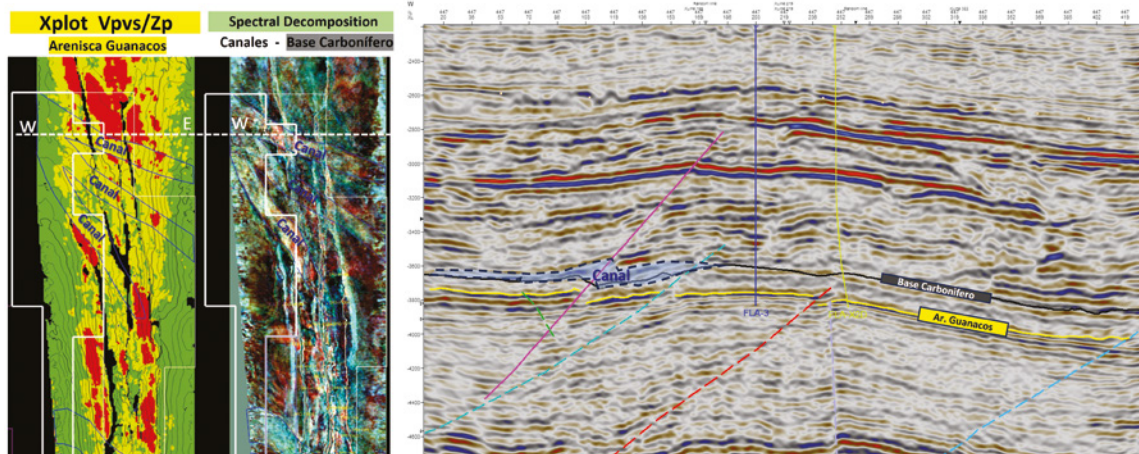
Correlación estructural y trayectoria actual del pozo FLA-3H.

Actualmente, se realizan trabajos de acondicionamiento de pozo para bajar Liner 7" y continuar con la perforación de la Fase 6", tramo horizontal.

Acondicionamiento de Gathers Sísmicos El Dorado

Para reducir la incertidumbre de las respuestas de las amplitudes sísmicas en los canales de edad Carbonífero en la zona norte de la Estructura El Dorado (Florida), se inició el proyecto "Acondicionamiento de Gathers Sísmicos El Dorado", donde se obtendrá productos sísmicos adecuados para la actualización de la inversión sísmica, y así delimitar las reservas de gas de la estructura El Dorado, y definir oportunidades en las áreas Menonita y San Joaquín.

Línea sísmica IL447.



Xplot Vpus: Mapa de Inversión sísmica, Spectral Decomposition: muestra los canales del Carbonifero, Interpretación sísmica en Sección IL 447.

Campo Percheles

Evaluación de oportunidades Proyecto Percheles (Abril 2023- Actual)

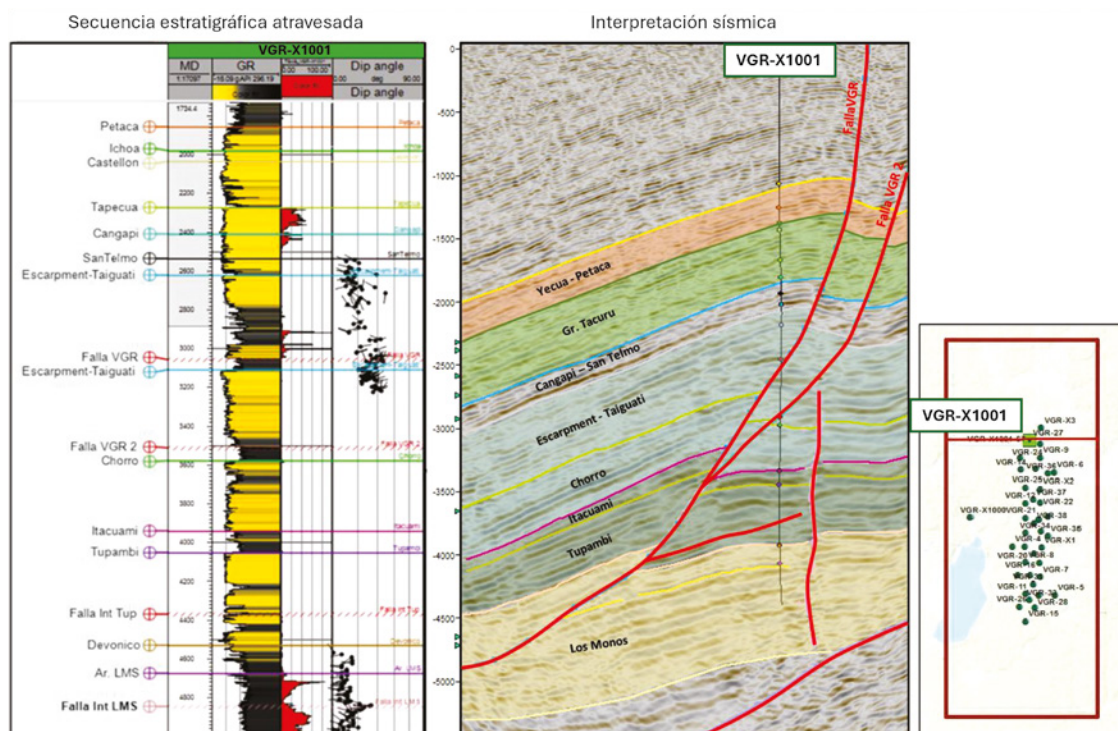
El objetivo de este estudio es evaluar el potencial hidrocraburífero e identificar oportunidades exploratorias en el Área Percheles, en la Arenisca Guanacos de la Formación Iquiri. Se llevó a cabo un análisis de atributos sísmicos, descomposición espectral y análisis AVO (Amplitud vs Offset) enfocado en la Arenisca Guanacos de la Formación Iquiri, apoyados en la información del cubo sísmico con el que se cuenta en el área.

Se identificó una oportunidad exploratoria en el bloque alto de la estructura Percheles a través de anomalías de amplitud, las cuales actualmente están en proceso de evaluación.

Campo Vuelta Grande

Pozo Vuelta Grande-X1001 (10 de enero al 1 de agosto del 2023)

Las operaciones de perforación del pozo VGR-X1001 iniciaron el 10 de enero de 2023 y alcanzó una profundidad de 5000 m. Se realizó la prueba DST en heterolitas de la Formación Los Monos, donde se tuvo flujo de gas y agua en superficie. Este resultado se podría deber a que el swell packer no habría sellado por completo la zona acuífera superior identificada con los registros de pozo, o que el tramo probado es una zona acuífera con gas residual. De esta manera, se decidió realizar un sidetrack que permita atravesar las secuencias heterolíticas de la Formación Los Monos y volver a realizar una prueba DST en esta zona, aislando por completo la zona interpretada como acuífera.



Secuencia estratigráfica e interpretación sísmica del pozo VGR-X1001.

La perforación del pozo VGR-X1001ST inició el 16 de junio del 2023, con KOP en 4189 m y un TD final de 4731 m. Posteriormente, se realizó la prueba DST en agujero abierto en la Formación Los Monos, obteniéndose quema de gas sin presión en cabeza y de manera intermitente, con aporte de agua (de formación) y recuperación de hidrocarburos líquidos de 38.5° API. Posteriormente, se realizó el abandono de este tramo. El pozo actualmente se encuentra con tapones de abandono temporal.

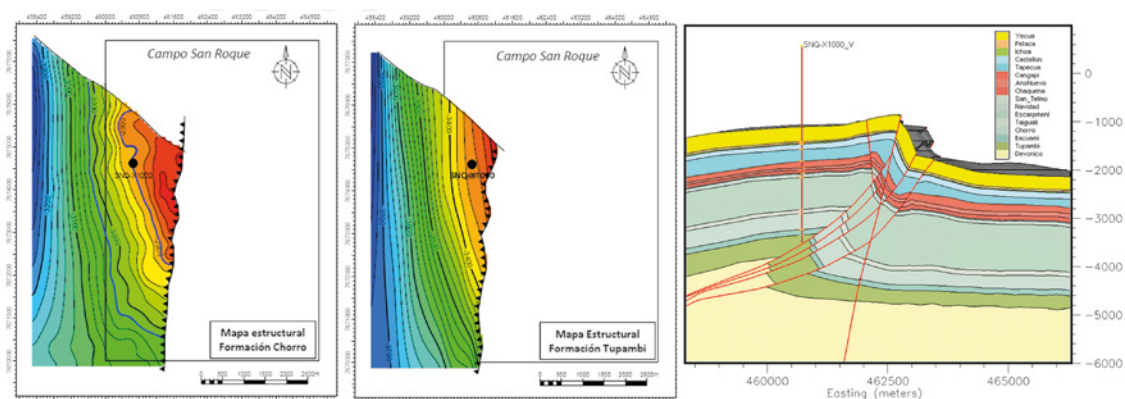


Pruebas de producción de la Formación Los Monos en el pozo VGR-X1001.

Campo San Roque

Proyecto de Perforación San Roque-X1000

Se realizaron estudios de G&G sobre la información sísmica 3D y pozos existentes en el campo San Roque, identificando oportunidades hidrocarburíferas relacionadas a las formaciones del Carbonífero Inferior, Chorro y Tupambi (Figura 11), en el bloque colgante de la falla San Roque. En base a esta información y la recientemente obtenida del reprocesamiento del cubo sísmico 3D, se propone incorporar al portafolio exploratorio de la empresa, el prospecto exploratorio San Roque-X1000 (SNQ-X1000).



Mapas estructurales formaciones Chorro y Tupambi, y corte estructural para el Proyecto San Roque-X1000.

Reprocesamiento del Cubo Sísmico San Roque (18 de agosto de 2023 - 18 de abril de 2024)

Durante 2022 y 2023, la Gerencia de Exploración y Desarrollo de YPF Chaco S.A. estudió la sísmica 3D y los pozos en San Roque, identificando oportunidades en las formaciones Chorro (142 Bcf) y Tupambi (84 Bcf). El 19 de julio de 2023, se inicia el proyecto de reprocesamiento del cubo sísmico San Roque (61.72 km²) con el objetivo de mejorar la imagen final, enfocándose en el bloque alto de la estructura (objetivos Chorro y Tupambi). Con estos trabajos se logró una mejor imagen sísmica para eventos profundos y un nuevo cubo sísmico en profundidad.

Campo Churumas

Proyecto Churumas

Con los resultados obtenidos en la prueba de producción extendida del pozo Churumas-X2, se realizó la actualización del modelo estructural generando cortes balanceados que cubren las serranías de Astillero y Churumas. De acuerdo con el nuevo modelo, se concluye que el reservorio Arenisca N°2 en la Formación Los Monos, se extiende mucho más hacia al norte y al sur, respecto a anteriores modelos. De esta manera, se ha identificado nuevas oportunidades de perforación de pozos en la estructura de Churumas.

Declaratoria de Comercialidad Campo Churumas

Luego de haber realizado la prueba producción extendida durante 60 días en el pozo Churumas-X2, se estableció la condición comercial del Reservorio Arenisca N°2 en la Formación Los Monos con una producción igual a 4.7 MMscfd sin observar declinación abrupta de la presión en cabeza de pozo ni en la presión de fondo fluyente. La interpretación del caudal transitorio de la prueba extendida estima un volumen de gas in situ igual a 230 Bcf. Este volumen estimado es concordante

con el nuevo modelo geológico interpretado con mayor extensión hacia el norte y sur de la estructura. Tras haber realizado las gestiones correspondientes, el 29 de febrero de 2024, YPFB aprueba la Declaratoria de Comercialidad del Campo Churumas.

COMPLEJO SANTA ROSA

Campo Palometas NW

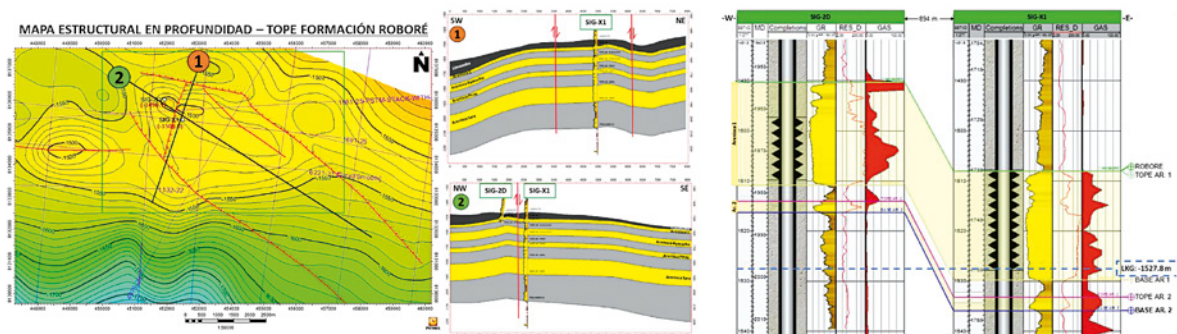
Pozo Palometas NW-6D (9 de octubre al 8 de diciembre de 2023)

El pozo PNW-6D fue perforado en el bloque sur de la estructura de Palometas NW, y en el mismo bloque donde se encuentran los pozos productores del reservorio Ayacucho: PNW-X2 y PNW-X3. El pozo tiene un diseño en “J” y fue perforado desde la planchada donde se ubican los pozos PNW-X1, PNW-4D y PNW-5D. Las operaciones de perforación iniciaron el 9 de octubre de 2023 y alcanzó una profundidad de 2990m MD, logrando atravesar el reservorio Ayacucho. Durante la etapa de obtención de información, se realizaron hasta tres intentos para adquirir los registros de pozo. No se pudo registrar el tramo correspondiente a la Formación Roboré, por las condiciones del agujero, por lo que la evaluación petrofísica y definición del reservorio se hizo solo con registros de pozo en agujero entubado (registro de neutrones pulsados). Se obtuvo una corona del nivel pelítico denominado Boomerang Shale de gran importancia para estudios de roca madre en el área. En la etapa de terminación se realizó la operación de cañoneo shoot & pull mediante tubería en condición de sobre balance en el tramo 2757 a 2793 (36m), correspondiente al reservorio Ayacucho. Al final de la etapa de limpieza, el pozo PNW-6D se conectó al compresor del campo Palometas NW para llevar el gas a la planta de procesamiento de Santa Rosa y se clasificó productor del reservorio Ayacucho.

Campo San Ignacio

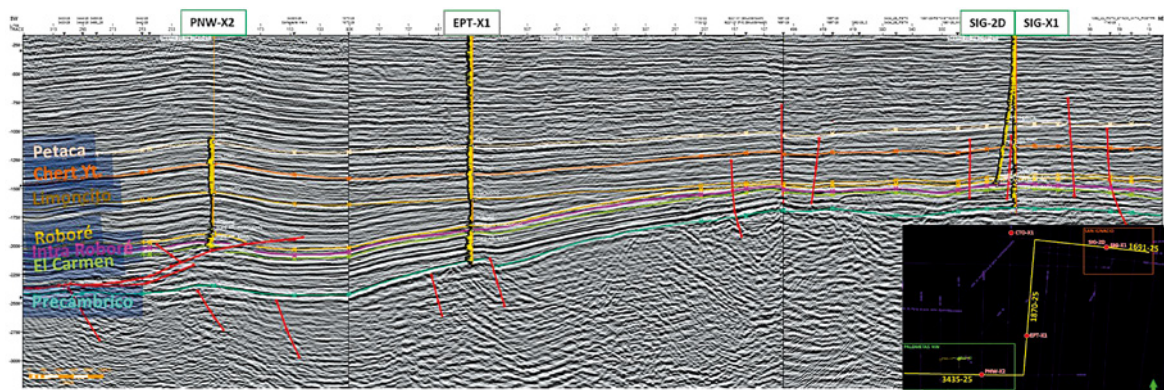
Proyecto San Ignacio

La intervención del pozo SIG-X1 y la perforación del pozo SIG-2D se llevaron a cabo en la gestión 2020 para permitir la producción de hidrocarburos del reservorio Arenisca 1 de la Formación Roboré, de edad Devónico, en el campo San Ignacio. Durante la producción de este reservorio, se observó que ambos pozos presentan comportamientos distintos en términos de producción y presiones. Esto ha generado la necesidad de reinterpretar la información sísmica 2D y los datos de los pozos del campo San Ignacio, para identificar el motivo de esta diferencia en los comportamientos del reservorio y, además, identificar oportunidades de perforación de pozos adicionales que permitan incrementar la producción de hidrocarburos en el campo.



Mapa y modelo estructural en profundidad – Tope Formación Roboré.

Correlación estructural de pozos SIG-X1 y SIG-2D.



Interpretación sísmica línea compuesta 3435-25,1870-25 y 1691-25

Proyecto San Ignacio.

Campo Montecristo

En el Campo Montecristo se llevó a cabo la evaluación de potencial hidrocarburífero de las arenas DLM-1, DLM-2 y DLM-3 de la Formación Los Monos, dando como resultado la estimación probabilística (Pmean) de los recursos iguales a 245 Bcf de gas y 18 MMbbl de condensado. Se determinó que estos niveles arenosos tienen baja permeabilidad, siendo esta una variable sensible, que podría afectar la productividad del reservorio, por lo que se requiere de trabajos de estimulación para acrecentar la capacidad de entrega de los pozos de modo que se pueda alcanzar una producción comercialmente rentable.

El proyecto contempla la perforación de un pozo piloto MTC-9 y 3 pozos direccionales MTC-10, MTC-11 y MTC-12, que partirían de una misma planchada, actualmente se realizan trabajos para la obtención de licencia ambiental.

Campos no operados

Campo Ñupuco

El Campo Ñupuco se encuentra en operación por el consorcio YPFB Chaco S.A. y Vintage Petroleum Ltd., siendo este último el operador. De acuerdo a la información geológica y geofísica se propone perforar el Pozo de Exploratorio Ñupuco-X1000D (ÑPC-X1000D), con el objetivo de descubrir y explotar la posible acumulación de hidrocarburos en la Formación Chorro, y como objetivos secundarios las formaciones Tupambi y Escarpment. El inicio de las operaciones de perforación se planifica para mayo 2024. La posible acumulación de gases in situ en la Formación Chorro en el bloque alto de la estructura se estima en 79.8 Bcf (Pmean). Los datos de perforación y registros de este pozo permitirán calibrar el modelo geológico para el bloque de pared colgante y ayudarán a cuantificar el potencial de producción futuro.

Actividades para el Sostenimiento de la Producción

Entre los logros para la adición de nuevas fuentes para el sostenimiento de los niveles de producción, durante la Gestión 2023-2024, se listan los siguientes:



Índice de Reposición de Reservas - IRR2023

La producción acumulada para la gestión 2023, expresada en millones de barriles equivalentes de petróleo [MMBOE], tiene una magnitud igual a 8.45 [MMBOE]. La implementación del proyecto campo Churumas, con la rehabilitación del pozo CHU-X2 y la realización de la prueba de producción extendida permitió incorporar un volumen de reservas 3P igual a 130 Bcf, de los cuales 53,2 Bcf corresponde a reservas probadas (P1). Este volumen tiene una magnitud igual a 8,99 [MMBOE] y significa un Índice de Reposición de Reservas para la gestión 2023 igual a 106,4%, para la producción de áreas operadas.

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, 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.

Operaciones para Incremento de producción campos Patujusal y Los Cusis

Para incrementar la producción de petróleo entre julio y octubre de 2023, se realizaron estimulaciones en los pozos LCS-4 y PJS-7, instalación de una sarta de CT para profundizar el punto de inyección de GLS en el pozo PJS-7 y limpieza de incrustaciones de la tubería de producción del pozo PJS-13H. Los resultados de los trabajos significaron el incremento de producción de 100 bpd de petróleo.

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 instalación del sistema de compresión de sub baja (50 psi) en el sector Oeste del Complejo Santa Rosa. El proyecto se encuentra en fase de visualización.

Rehabilitación de Pozos a Producción Regular y Sostenida

En las áreas de Operación se realizaron estudios para la rehabilitación a producción regular y sostenida de pozos con cese de flujo por problemas mecánicos o de facilidades de superficie. Los pozos rehabilitados durante el periodo 2023-2024 fueron SRS-12LL (Arenisca 1) y HSR-10 (Sara).

Proyectos de Perforación de Pozos de Desarrollo

Para procurar el sostenimiento de los volúmenes de producción de gas natural de YPFB Chaco S.A., se estudiaron, conceptualizaron, definieron y emitieron oportunidades plasmadas en propuestas de perforación de pozos de desarrollo en los campos Palometas NW y El Dorado.

El proyecto PNW-6D finalizó operaciones de perforación en diciembre de 2023, ingresando en producción regular y sostenida con un caudal de gas igual a 0,6 MMscfd. El proyecto FLA-3H (Guanacos), inició etapa de perforación en diciembre de 2023. Se estima su puesta en producción regular y sostenida para julio de 2024.

Proyectos de Intervención de Pozos

Para incrementar los volúmenes de producción de gas y petróleo de YPFB Chaco S.A. se estudiaron, conceptualizaron, definieron y emitió oportunidades plasmadas en la propuesta de intervención de pozos en el campo El Dorado Sur. El proyecto DRS-1005 fue aprobado para ejecución y realizado durante el primer trimestre de la gestión 2024. Finalizadas las operaciones, se tiene previsto realizar la prueba de producción extendida en abril de 2024.

Proyecto Compresión en Boca de Pozo Campo Vuelta Grande

Debido al estado de madurez en que se encuentra el campo Vuelta Grande, constantemente es necesario realizar el análisis de alternativas para contrarrestar los efectos de la carga de líquido y la baja presión del reservorio Tapequa. Se realizó el estudio de implementación de compresores móviles de baja presión para procurar evitar la contrapresión del sistema de separación de esa manera inducir mayor producción de los pozos. En febrero 2024, se instaló el compresor piloto en el pozo VGR-15, conectando ambas líneas de producción al compresor, aumentando el caudal de gas instantáneo. Actualmente, el pozo se encuentra en evaluación.





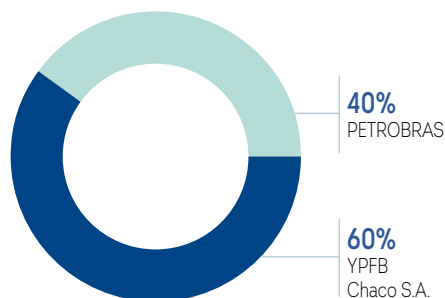
Áreas en Exploración

explo

Astillero

El área exploratoria Astillero, ubicada en el departamento de Tarija, es una sociedad entre YPFB Chaco S.A. (60%) y Petrobras Bolivia (40%), siendo el Operador designado YPFB Chaco S.A..

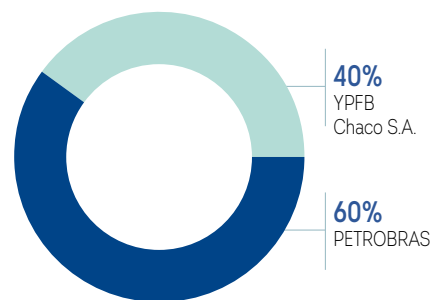
El Contrato de Servicios Petroleros entró en vigencia el 5 de julio de 2018, en fecha 16 de febrero de 2023 el Contrato inició la Fase 2 del periodo inicial de exploración.



San Telmo Norte

El área exploratoria San Telmo Norte, ubicada en el departamento de Tarija, es una sociedad entre YPFB Chaco S.A. (40%) y Petrobras Bolivia (60%), siendo este último el Operador. Este Contrato de Servicios se encuentra en vigencia desde el 5 de julio de 2018.

Actualmente el Contrato se encuentra en la Fase 1 del periodo inicial de exploración. Debido a problemas sociales en el área que imposibilitan el ingreso al área, el Contrato se encuentra en fuerza mayor aprobada por YPFB desde el 28 de junio de 2019.

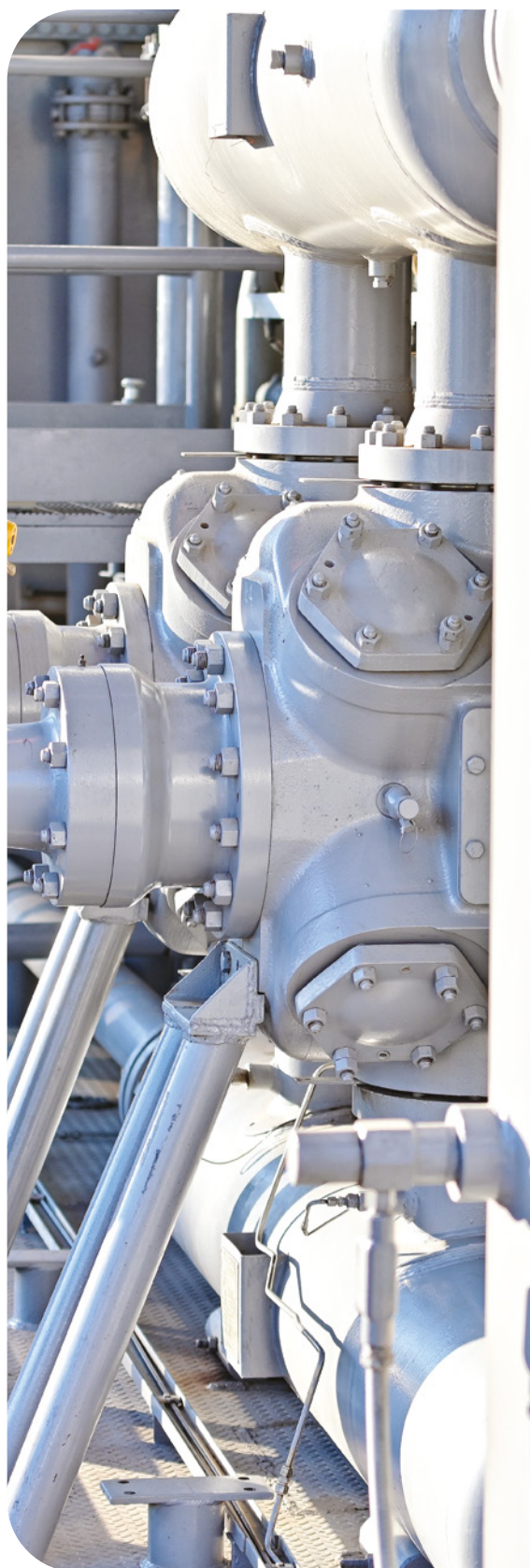
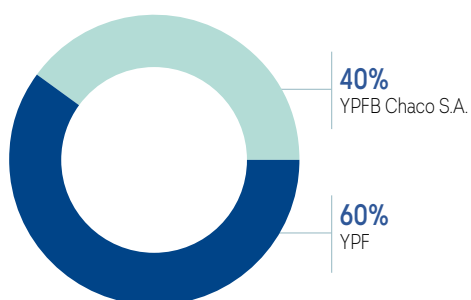


ración

Charagua

El Contrato de Servicios Petroleros de Charagua entró en vigencia el 26 de julio de 2017, inicialmente fue suscrito entre YPFB e YPF E&P Bolivia S.A. quien tenía el 100% de participación, el 16 de agosto de 2021 entró se efectivizó el Contrato de Cesión mediante el cual YPFB Chaco S.A. adquiere de YPF, el 40% de los derechos y obligaciones del Contrato de Charagua, área exploratoria que se encuentra ubicada en el departamento de Santa Cruz.

Actualmente el Contrato se encuentra en la fase 3 del periodo exploratorio. En septiembre del 2022 el consorcio aprobó la perforación del pozo pionero CHA-X1. Durante la gestión 2023, se realizó la ingeniería y la construcción del Camino y la Planchada para la perforación del pozo pionero, la cual a la fecha fue concluida.



Áreas en Explotación

Las áreas en Explotación en las que participa YPFB Chaco S.A. son:

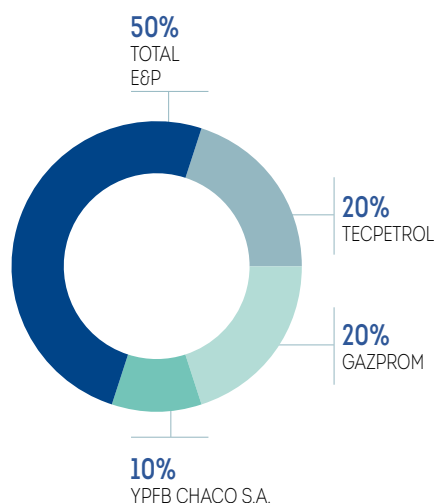
Aquio - Ipati

Desde el 30 de mayo de 2016 fecha en que se protocolizaron los Contratos de Cesión correspondientes a los Contratos de Operación de los Bloques Petroleros Aquio e Ipati, YPFB Chaco S.A. cuenta con el 10% de participación en ambas sociedades.

Total Energies EP Bolivie, con el 50% de participación en ambos bloques, es el operador de Aquio e Ipati.

La capacidad de entrega de gas natural de ambos campos, con los 5 pozos que se encuentran en producción: AQI-X1001, ICS-X1, ICS-X2, ICS-3 e ICS-5, es de aproximadamente 7.5 MM3D.

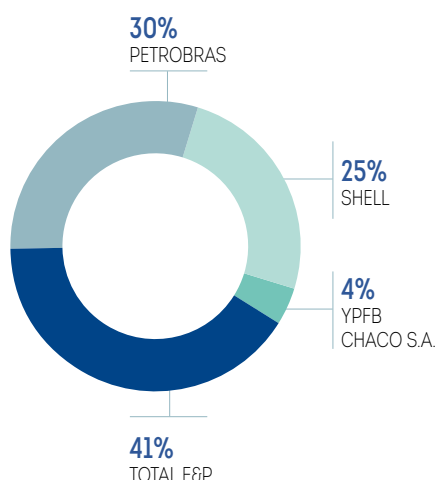
Actualmente, se está realizando estudios para reducir gradualmente la presión de la Planta de forma de incrementar la producción de Gas, y se está trabajando en optimizaciones en la planta de tratamiento de agua de producción.



Bloque XX Campo Itaú

El campo Itaú es un campo maduro que se encuentra ubicado en el departamento de Tarija, esta operado por Petrobrás Bolivia, en sociedad con Shell, Total y YPFB Chaco S.A., Itaú fue declarado un campo pequeño a partir de la gestión 2020, motivo por el cual destina casi el total de su producción de gas natural al mercado externo.

En este campo se están evaluando diferentes alternativas de aseguramiento de flujo para mantener la producción del campo, en especial del Pozo ITU-4D con mayor aporte de Gas Natural.

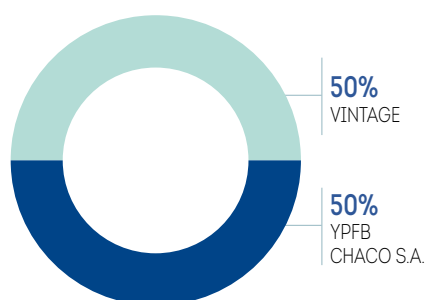




Ñupuco

El bloque Ñupuco, ubicado en el departamento de Tarija, se encuentra en operación a cargo de Vintage Petroleum Boliviana Ltd. en sociedad con YPFB Chaco S.A.. El campo Ñupuco es un campo maduro, productor de gas natural, cuya producción se destina principalmente al mercado de exportación. En los últimos años se perforó exitosamente el pozo CHE-X5, el cual aporta mayor producción de Gas Natural al Campo.

Actualmente, se están evaluando nuevas oportunidades de incremento de producción con la perforación de nuevos pozos.





Gerencia de Perforación

Perforación

Para la ejecución de los proyectos programados para la gestión 2023 – 2024 se emplearon cuatro Equipos de Perforación.



raciones



Las actividades de Perforación se llevaron a cabo en cinco Áreas asignadas a YPFB Chaco S.A. Los proyectos se ejecutaron en: Itacaray (ITY), Vuelta Grande (VGR), Palometas (PNW), Astillero (AST), Florida (FLA), Dorado Sur (DRS).

En este periodo se han realizado diversas Operaciones en las Áreas mencionadas con el objetivo principal de incrementar la Producción de Hidrocarburos.

Durante la gestión fiscal 2023 se continuó con la perforación de los pozos: ITY-X1, VGR-X1001 y AST-X1. Se realizó la intervención del pozo DRS-1005 WO y se inició la perforación de los pozos PNW-6D y FLA-3H.

Al 31 de marzo de 2024, los pozos que se encontraban en ejecución fueron los siguientes:

- Equipo SNP-50 (3000 HP), Pozo AST-X1 en Etapa de Desmovilización
- Equipo SNP-263 (2000 HP), Pozo FLA-3H en Etapa de Perforación.



Operaciones de Perforación por Campo

Perforación



CAMPO ITACARAY

POZO: ITY-X1

Al 31 de marzo de 2023 el pozo se encontraba en etapa de Perforación en 6128 m-MD con el Equipo SNP-263 (2000 HP).

El área exploratoria Itacaray, se encuentra en los límites del Subandino Sur de Bolivia, dentro de la zona tradicional de producción de hidrocarburos, en el lineamiento estructural Igüembe, colindante con lineamientos estructurales vecinos muy importantes donde se encuentran los campos productores de gas como Margarita - Huacaya e Incahuasi.

El proyecto exploratorio ITY-X1 fue planificado como un pozo vertical de 4200 m-MD cuyo objetivo principal era evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones devónicas Huamampampa y Santa Rosa del bloque alto de la estructura Igüembe. Así también, con carácter investigativo, era evaluar el potencial hidrocarburífero de similares reservorios en el bloque bajo.

raciones

El pozo ITY-X1 inició operaciones el 22 de mayo de 2021 a Hrs. 06:00 a.m. con la perforación de la 1ra Sección de 30" hasta 145 m-MD, luego se bajó y cementó la cañería conductora de 26" hasta 143 m-MD (Prof. Zpto). La 2da Sección se perforó con 24" hasta 1086 m-MD, luego se bajó y cementó la cañería superficial 18.5/8" hasta 1083 m-MD (Prof. Zpto). La 3ra Sección se perforó con 16" hasta 2370 m-MD. Bajó y cementó cañería intermedia combinada de 13.3/8"-13.5/8" hasta 2284 m-MD (Prof. Zpto).

Posteriormente, se realizó la prueba DST#1 en el intervalo 2286-2370 m-MD Formación Huamampampa BA, con resultados no concluyentes. Se continuó con la perforación de la 4ta Sección de 12.1/4" hasta la profundidad de 3259 m-MD, se procedió a la adquisición e interpretación de registros eléctricos, datos con lo 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 13 de enero del 2022, en la profundidad de 2825 m-MD (KOP) dentro de la Formación Huamampampa. Se continuó perforando hasta 3488 m-MD, donde se observó fuga de lodo por washpipe del Top Drive, levantó herramienta a 3479 m-MD y observó aprisionamiento de la herramienta por pega diferencial, realizó maniobras en reiteradas oportunidades tratando de liberar la herramienta, sin éxito, razón por la cual se decidió hacer un Sidetrack mecánico.

El Pozo ITY-X1 ST2 inició el 01 de abril del 2022, en la profundidad de 3174 m-MD (KOP), alcanzó la profundidad de 3776 m-MD y se procedió a adquirir RREE y VSP (Sísmica).

Se continuó perforando hasta 4170 m-MD donde se alcanzó la verticalidad del pozo, y se decidió correr RREE. Bajó y cementó cañería 9.5/8" hasta 4164 m-MD (Prof. Zpto).

El 05 de agosto del 2022, inició la perforación de la 5ta Sección 8.1/2" desde 4170 a 4677 m-MD, profundidad a la que se realizó registro de perfil de imágenes y resistividad.

Se continuó perforando la Fase 8.1/2" hasta la profundidad de 6520 m-MD (TD) y se adquirieron RREE.

En fecha 26 de mayo de 2023 se inició con el Abandono Permanente del Agujero 8.1/2" conforme lo establece el decreto RNTS DS 28397. Se balanceó 1er Tapón de Cemento de Abandono tramo 5300-5100 m-MD (OH 8.1/2"), esperó frague y verificó TOC en 5137 m-MD con 5klbs de peso. Luego se balanceó 2do Tapón de Cemento de Abandono tramo 4250-4100 m-MD (OH 8.1/2" - CSG 9.5/8" @ 4164 m-MD), esperó frague y verificó TOC en 4068 m-MD con 8 klbs peso.

En fecha 01 de junio de 2023 inició la Terminación/Abandono Temporal con operaciones de TCP-DST Ar. Huamampampa Bloque Alto Tramo 2380.5-2393 m-MD (12.5 m), y abandonó el tramo baleado balanceando Tapón de Cemento Presurizado D-15.8 ppg Tramo 2400-2200 m-MD (Presión Cierre: 1400 Psi), esperó frague y verificó TOC en 2181 m-MD con 8 klbs peso.

Para recuperar el CSG 9.5/8" se bajó Cortador Hidráulico, se realizó 4 cortes de CSG en 1615.7 m-MD, 1398 m-MD, 1206 m-MD y 1106 m-MD. Con Spear maniobró herramienta en reiteradas oportunidades, logrando librar CSG 9.5/8" desde 1106 m-MD a superficie, se recuperó 74 Pzs CSG 9.5/8" (2 Pzs Cortadas).

Bajó nuevamente Cortador Hidráulico + Spear, realizó 2 cortes de CSG en 1006 m-MD y 1107 m-MD. Con Spear maniobró herramienta en reiteradas oportunidades, logrando librar CSG 9.5/8" desde 1107 m-MD a superficie, se recuperó 9 Pzs CSG 9.5/8" (2 Pzs Cortadas). Total 83 Pzs recuperadas 9.5/8", 53.5 ppf, Q-125, TSH Blue.

Bajó arreglo TCP-DST con PKR 13.3/8" y baleó Ar. Iquiri Bloque Alto tramo 1446-1454 m-MD (8m) sin observar reacción del pozo. De acuerdo a los resultados obtenidos de ambas pruebas, se determinó realizar el abandono permanente del pozo ITY-X1 ST2 conforme lo establece el decreto RNTS DS 28397.

Se colocó 3 Tapones de Cemento de Abandono, 1er Tapón de Cemento Balanceado Presurizado D-15.6 ppg Tramo 1513-1320 m-MD, esperó frague de cemento y verificó TOC en 1366.73 m-MD con 7 klbs peso. Balanceó 2do Tapón de Cemento D-15.6ppg Tramo 1206-1006 m-MD, esperó frague de cemento y verificó TOC en 1012.9 m-MD con 6 klbs de peso. Balanceó 3er Tapón de Cemento D-15.6 ppg Tramo 255-50 m-MD, esperó frague de cemento y verificó TOC en 30 m.

En Fecha 27/07/2023 a Hrs 00:00 a.m. finalizó operaciones de Perforación/Terminación/Abandono y liberó Equipo SNP-263 después de 795,75 días de operación.

La Desmovilización del Equipo SNP-263 finalizó en fecha 03/10/2023 a Hrs 18:00 p.m.

En fecha 20/10/2023 finalizó el procesamiento de recortes base aceite (OBM) con la Planta de Desorción Térmica (HTDU).

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo de 2024 el pozo finalizó la etapa de abandono.



CAMPO VUELTA GRANDE

POZO: VGR-X1001

El Prospecto Exploratorio “Carbonífero Bloque Bajo Falla Vuelta Grande” fue definido mediante interpretación geológica y geofísica de la información existente sobre el área de Vuelta Grande y campos/ pozos aledaños. Se interpretó que en el bloque bajo existía una potencial trampa de hidrocarburos relacionada a formaciones del Carbonífero, específicamente con la Formación Chorro. Esta trampa fue definida como una estructura anticlinal de bajo relieve con cierre estructural en dos direcciones y limitada en sus flancos este y oeste por fallas inversas.

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.

VGR-X1001 inició operaciones el 10 de enero de 2023, la perforación del tramo de 17.1/2” alcanzó la profundidad de 1202.6 m-MD,

seguidamente se realizó una carrera de registros eléctricos y se bajó la cañería 13.3/8" hasta la profundidad de 1198.6 m-MD, cementándose la misma hasta superficie. Posteriormente, se perforó el tramo 12.1/4" hasta la profundidad de 3245 m-MD, debido a las detecciones de gas, se realizaron carreras adicionales de registros eléctricos (RREE) para evaluar la petrofísica de las formaciones atravesadas, seguidamente se bajó la cañería 9.5/8" hasta 3240 m-MD y se cementó la misma, cuyo tope alcanzó a 1700 m. 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 interpretación y solicitó profundizar el pozo hasta 4300 m-MD a fin de continuar evaluando el potencial hidrocarburífero de otros niveles carboníferos más profundos y posiblemente ingresar mínimamente a rocas de edad Devónica.

Con esta nueva evaluación, se desarrolló la perforación del tramo 8.1/2" donde alcanzó la profundidad de 4560 m-MD, se realizaron los registros eléctricos correspondientes programados y posteriormente se bajó un liner de 7" hasta 4558 m-MD (TOL @ 3164.49 m-MD), aislándolo con cemento cuyo tope alcanzó 3695 m-MD.

Se decidió profundizar hasta alcanzar niveles arenosos de la formación Los Monos. La sección 6" se perforó hasta 5000 m-MD, a esta profundidad se corrió todo el set de registros eléctricos para evaluar las areniscas de la formación Los Monos, se bajó el liner de 5" pre perforado, asentando el mismo en la profundidad de 4998 m-MD (TOL @ 4499.30 m-MD) instalando un swell packer en el tramo 4629 - 4635 m-MD. Conforme a las detecciones de gas y la evaluación petrofísica de las areniscas de Los Monos, se decidió habilitar el pozo para una prueba DST, situación que demandó la instalación de un Tieback 7" hasta superficie debido a las condiciones de integridad requeridas para realizar dicha prueba.

Se llevó a cabo la prueba DST Barefoot a las arenas de la formación Los Monos atravesadas con equipo 15K conforme a las presiones máximas de formación estimadas (12300 psi en fondo), los resultados no fueron conclusivos.

Se planteó la realización de la desviación técnica del pozo (Sidetrack) en el liner 7", para lo cual fue necesario la recuperación previa del TieBack 7" y el abandono del tramo 6" del pozo original con el balanceo de dos tapones de cemento en los tramos 4750-4608 m-MD y 4608-4452 m-MD.

El KOP de la ventana para el sidetrack se registró en la profundidad de 4184.9 m-MD, la perforación del agujero 6" alcanzó la profundidad de 4671 m-MD, se aisló con un Liner 5" cementado, la evaluación de cemento en agujero entubado verificó el sello efectivo del nivel acuífero, el tope de cemento correspondía a 4285 m-MD. El tramo 4.1/8" se perforó hasta 4730.7 m-MD, profundidad limitada por la presión poral mayor a lo estimado inicialmente, que demandó operaciones de control de pozo.

Posteriormente, se realizó la prueba DST Barefoot a la Arenisca Los Monos conforme al programa, los resultados no fueron satisfactorios para comercialidad de hidrocarburos, por tanto, se determinó realizar el abandono definitivo del tramo del pozo que involucraba el objetivo inferior.

Para el abandono del tramo probado se balanceó dos tapones de cemento en los tramos 4085-3885 m-MD y 3223-3051 m-MD, dando paso a la realización de la prueba TCP-DST de la Arenisca Taiguati en los tramos 2982.5 m - 2995.0 m; 2998.0 - 3009.5 m y 3018.5 - 3030.0 m, teniéndose como resultado agua de formación con salinidades entre 7200 a 7900 ppm Cl⁻ (11880 a 13035 ppm NaCl). Asimismo, se realizó el abandono temporal del pozo VGR-X1001 ST, balanceando un tapón de cemento en el tramo 200-61 mMD y dejando fluido de empaque con anticorrosivo y bactericida en todos los espacios entre tapones. Se procedió a dar por finalizado las operaciones del pozo VGR-X1001 ST y liberar el Equipo SNP-164 2000HP en fecha 08/09/2023. El tiempo de ejecución del pozo fue de 241.6 días.

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo de 2024 el pozo se encuentra en abandono temporal.



Campos operados

CAMPO PALOMETAS

POZO: PNW-6D

El pozo PNW-6D tenía como objetivo permitir reclasificar los volúmenes de hidrocarburos remanentes asociados al reservorio Ayacucho como reserva probada desarrollada (P1D).

El pozo PNW-6D se perforó en su primera fase utilizando un sistema de perforación con revestimiento de 12.1/4" x 9.5/8", BTC, 40 ppf, N80, alcanzando una profundidad de 817 m-MD, se cementó cañería 9.5/8". Posteriormente se perforó la fase de 8.1/2" hasta 2990 m-MD con una Inclinação Final 32.3° y Azimuth 170.75°, bajó cañería 7" hasta 2982.5 m y cementó.

Posteriormente, inicio la etapa de terminación del pozo, realizando a limpieza de cemento con trépano 6" hasta 2977 m. Realizó cambio de lodo polimérico inhibido Drill IN x Formiato de Potasio D-8.4 ppg. Realizó carrera de limpieza con trépano 6" y herramientas de limpieza hasta 2977 m. Realizó Carrera de RREE PNx (tramos 2977-2500 m y 2200-1900 m) y RREE RIB-CBL-VDL-GR-CCL para CSG 7".

Filtró salmuera (formiato de potasio D-8.4 ppg), con NTU Inicial 5/724 (In/Out) hasta NTU Final 5/7 (In/Out). Realizó Baleo en tramo 2757-2793 m Ar. Ayacucho.

Bajó Lower Completion con filtros 3.1/2" 13Cr 125 micrones Stand Alone hasta 2755 m. Ancló packer VTA 7" @ 2711.6 m (Centro de Gomas @ 2712.30 m). Bajó arreglo final con tubing 2.3/8" 13Cr JFE Bear. Realizó Limpieza de Pozo Ar. Ayacucho con Ck 14/64", 16/64", 18/64" y 20/64". Liberó equipo el 08/12/2024 a horas 12:00 p.m. El tiempo invertido para perforar el pozo fue de 46 días. Para la Etapa de Terminación se obtuvo un tiempo real de 16 días.

En fecha 18/12/2023 finalizó desmontaje y desmovilización del Equipo SNP-164.

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo de 2024 el pozo finalizó la etapa de perforación y terminación según lo programado.



PROSPECTO 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 Ñiguazu, al sur con el área Toro y Bermejo, al oeste con el anticlinal Churumas y al este la línea estructural Aguargüe 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 24/03/2023 a las 12:00 hrs. Inició operaciones en el pozo AST-X1. Perforó agujero 30" hasta 151 m, bajó y cemento casing 26" en 149 m. Posteriormente perforó agujero 24" hasta 1397 m-MD. Bajó y cementó casing 18.5/8" en 1397 m. Perforó agujero 16" hasta 2325 m-MD, bajó y cemento casing 13.5/8" en 2325 m-MD. Perforó agujero 12.1/4" hasta 4059 m-MD atravesando completamente las formaciones Los Monos, Huamampampa, Icla (tope 3178 m MD) y parcialmente la formación Santa Rosa (tope 3726 m MD). Durante estas operaciones, se enfrentó un evento de aprisionamiento durante la perforación de la fase 12 1/4" a 4059 m.

La perforación del pozo AST-X1 se llevó a cabo con el propósito de alcanzar una profundidad final de 6200 metros, finalizando en una profundidad de 4059 metros. Durante este proceso, se utilizaron diferentes tipos de fluidos de perforación adaptados a las características de las formaciones geológicas atravesadas. Se empleó lodo base de agua (WBM) para las formaciones del carbonífero y fluidos a base de aceite (OBM) para las formaciones del Devónico, asegurando un proceso eficiente y seguro de perforación.

El proceso de abandono temporal se desarrolló conforme a los artículos pertinentes del DS 5114, bombeando y balanceando los tapones de cemento:

- Tapón de cemento #1: tramo 3800-3700 m
- Tapón de cemento – ST: tramo 3500-3720 m
- Tapón de cemento #2: tramo 3078 - 3228 m
- Tapón de cemento #3: tramo 2225 - 2375 m
- Tapón de cemento #4: tramo 240-40 m

En fecha 29/02/2024 a hrs 06:00 am, se liberó Equipo SNP-50, iniciando Desmontaje y Desmovilización de Equipo SNP-50.

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





CAMPO EL DORADO

POZO: FLA-3H

El proyecto de Perforación Florida 3 Horizontal (FLA-3H), tiene como objetivo evaluar el potencial hidrocarburífero del reservorio Arenisca Guanacos al Norte de la estructura El Dorado a través del pozo de avanzada FLA-3H.

El pozo FLA-3H inició operaciones el 23 de diciembre de 2023, con el objetivo de evaluar el potencial hidrocarburífero del reservorio Arenisca Guanacos al norte de la Estructura El Dorado, donde se inició con el tramo de 16" alcanzando la profundidad de 1495 m-MD, seguidamente se realizó una carrera de registros eléctricos "AIT-PPC-PPC-SLS-PPC-GR-ECRD" y se bajó la cañería 13.3/8" hasta la profundidad de 1492 m-MD, cementándose la misma hasta superficie. Posteriormente, se perforó el tramo 12.1/4" hasta la profundidad de 3700 m-MD, se realizó una carrera de registros eléctricos "AIT-PPC-PPC-DSI-GR-ECRD-LEH", se bajó la cañería 9.5/8" hasta 3694 m-MD y se cementó la misma, cuyo tope alcanzó a 2600 m, se realizó una carrera de RREE "RIB-CBL-VDL-GR-CCL". Se continuó con el avance de la perforación, con el tramo 8.1/2" hasta 4325 m-MD, en donde se realizó un mini DST en agujero abierto con el objetivo de tener información de la arenisca objetivo.

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo del 2024, el equipo SNP 263 se encontraba en Etapa de Perforación.



CAMPO DORADO SUR

POZO: DRS-1005

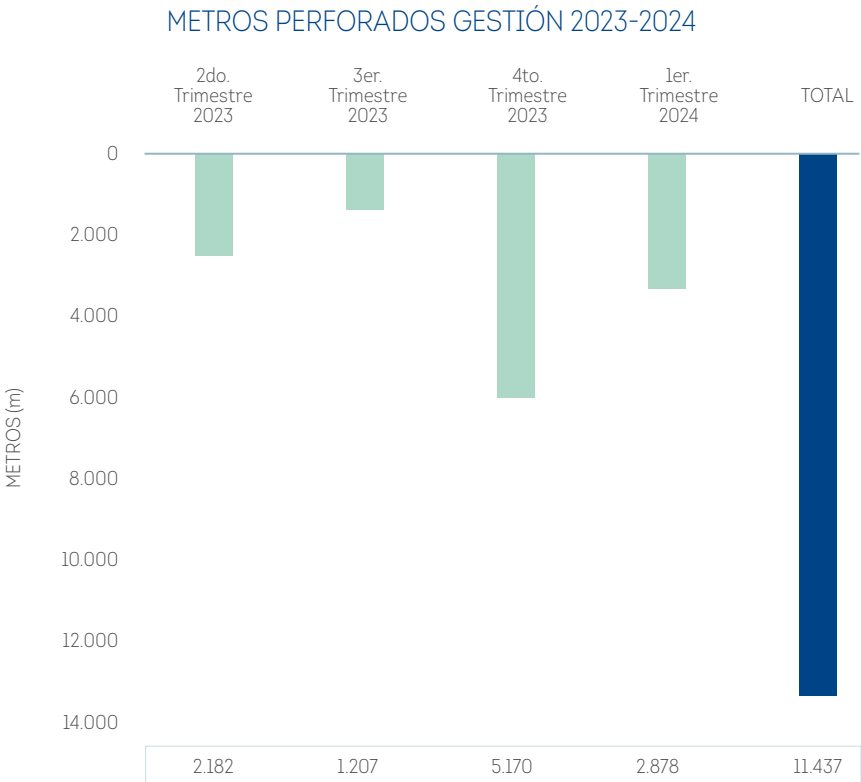
El Objetivo principal del Proyecto fue cambiar el arreglo de producción simple selectivo (tubería 2.7/8" estándar por tubería 2.7/8" cromada), para habilitar a producción la reserva probada de gas del reservorio Arenisca #1 de la formación Los Monos de alta presión.

El 15/01/2024 a 00:00 hrs. inició operaciones de intervención, iniciando con el ahogado del pozo, destorquéo de espárragos y apartado de X-Mas Tree - Sección "C", montaje de stack de BOPs 7.1/16"-10M. Realizó operaciones de recuperación parcial del arreglo de terminación, recuperando tubing 2.7/8", arreglo superior e intermedio. Acondicionó y verificó integridad del pozo antes de inicio de la terminación. Bajó arreglo final con tubing 2.7/8", 6.4 ppf, 13Cr-95, JFE Bear y arreglo intermedio con packer hidráulico 7" 13Cr con rating pressure de 10K psi. Mediante operaciones con tubing puncher se comunicó el pozo en directa con el reservorio Arenisca 1, se evaluó comportamiento del reservorio durante la etapa de limpieza, instaló BPV y cerró pozo. Las operaciones de intervención con equipo finalizaron el 16 de marzo de 2024 a hrs. 09:00 a.m., liberando el equipo TTN-005.

En resumen, se logró cambiar el arreglo de producción estándar por arreglo con tubería 2.7/8" cromada (13Cr), habilitando a producción el reservorio Arenisca #1 de la formación Los Monos de alta presión.

En fecha 16/03/2024 a hrs 09:00 am. se liberó Equipo TTN-005 iniciando Desmontaje y Desmovilización de Equipo.

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo del 2024, el equipo TTN-005 había concluido la Desmovilización.





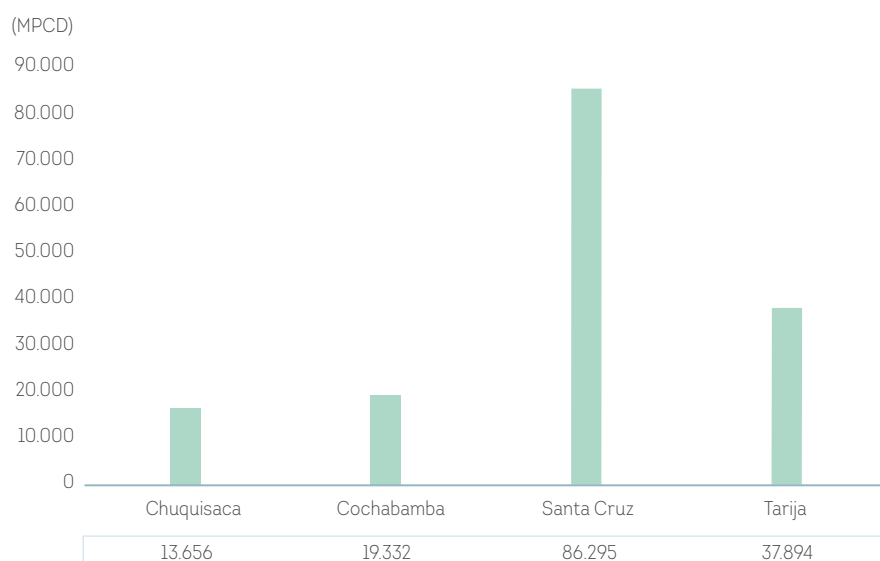
Gerencia de Producción

Producción

Producción y Entregas

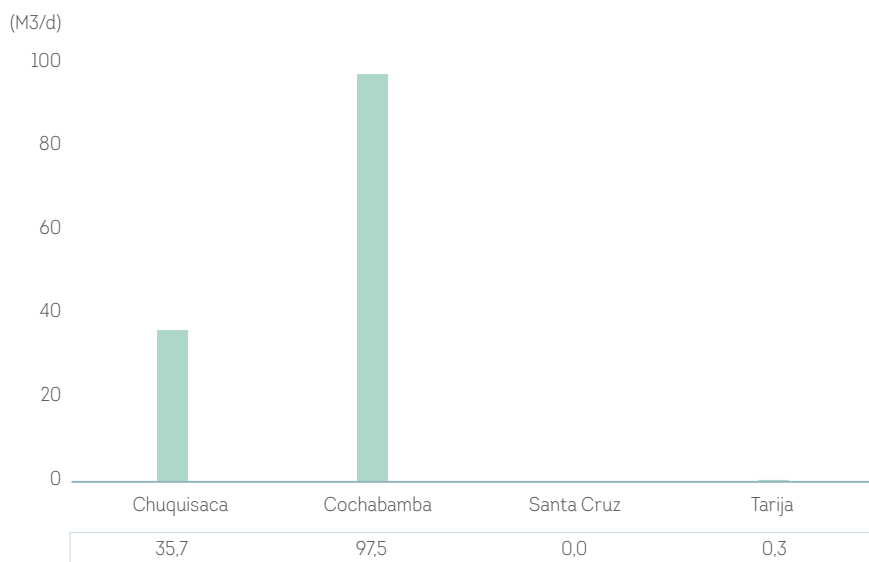
Durante la gestión 2023 (abril 2023 a marzo 2024), la producción de líquidos de YPFB Chaco S.A. fue de 2,536 barriles diarios (BPD), 157,176 miles de pies cúbicos diarios (MPCD) de gas y 133,5 metros cúbicos diarios (M3/D) de GLP; esto incluye las áreas operadas y no operadas. La totalidad de la producción de YPFB Chaco S.A. la producción se entrega a YPFB en el marco de los CSP para su posterior distribución a los mercados internos y de exportación, de acuerdo con la demanda existente.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS POR DEPARTAMENTO

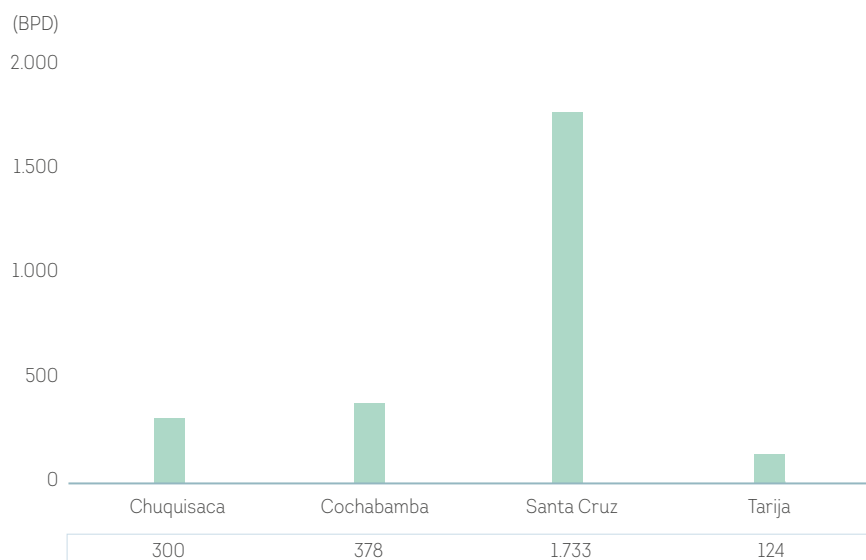


cción

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GLP POR DEPARTAMENTO



PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS POR DEPARTAMENTO





Chaco Petroleum Procurement, transformando la Industria Petrolera en Bolivia

YPFB Chaco S.A. Optimiza Costos y Tiempos con Nueva Filial en Houston para Impulsar Producción de Hidrocarburos

El 9 de enero de 2024, YPFB Chaco S.A. constituyó en Houston, Estados Unidos, la filial de Procura Chaco Petroleum Procurement. Esta filial ofrece numerosas ventajas competitivas y operativas para los proyectos, debido a la gran cantidad de proveedores y fabricantes especializados en equipos y materiales para la industria del gas y petróleo, así como la infraestructura logística altamente desarrollada.

La presencia de Chaco Petroleum Procurement en Houston tiene como objetivo ejecutar eficientemente los proyectos de inversión del Plan Estratégico de YPFB Chaco S.A.. A través de esta filial, se gestiona la adquisición de materiales para las actividades de exploración y desarrollo a costos muy competitivos generando una mayor eficiencia tanto en costos como en tiempos de entrega, permitiendo asegurar los objetivos empresariales y apoyar al Plan de Reactivación del Upstream (PRU), para incrementar la producción de hidrocarburos en el corto y mediano plazo.

Este importante hito apunta a una optimización que puede alcanzar márgenes importantes de ahorro de hasta un 30% en la compra de materiales para las actividades de exploración y desarrollo, además de fortalecer las relaciones comerciales internacionales asegurando un suministro eficiente de materiales para las operaciones de YPFB Chaco S.A..



Gerencia de Ingeniería, Estudios y Construcción



La producción de gas es fundamental para el país, por lo que los proyectos deben ser cada vez más ágiles y dinámicos. Poner en producción pozos en el menor tiempo y costo posible es el principal objetivo de la Gerencia de Ingeniería, Estudios y Construcción (GIEC).

Durante la gestión fiscal 2023-2024, se llevaron a cabo proyectos de relevancia a nivel nacional, centrados en el cumplimiento de los compromisos estratégicos empresariales. Estos proyectos no solo generaron valor para la empresa y fortalecieron a YPFB, sino que también contribuyeron significativamente al desarrollo del país.

Resumen de Actividades

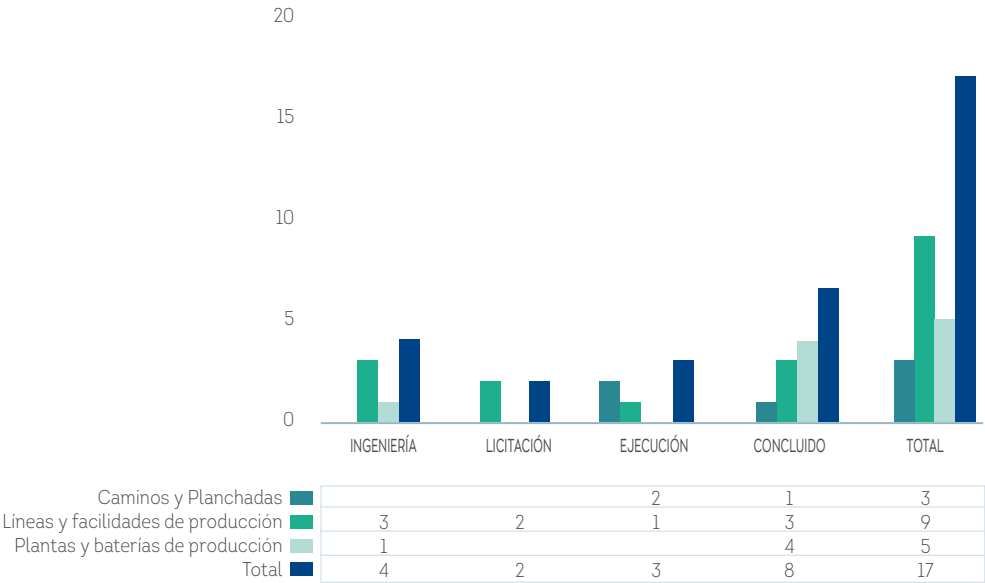
Durante la gestión fiscal 2023-2024, la Gerencia de Ingeniería, Estudios y Construcción (GIEC) ha gestionado y ejecutado 17 proyectos de facilidades y planchadas, generando empleos directos e indirectos en sus áreas de influencia.

A continuación, se muestra la distribución de la cartera de proyectos:

Se ha gestionado y ejecutado 17 proyectos de facilidades y planchadas, generando empleos directos e indirectos en sus áreas de influencia.

CARTERA DE PROYECTOS GIEC					
TIPO	ETAPAS				
	INGENIERÍA	LICITACIÓN	EJECUCIÓN	CONCLUIDO	TOTAL
CAMINOS Y PLANCHADAS			2	1	3
LÍNEAS Y FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	3	2	1	3	9
PLANTAS Y BATERÍAS DE PRODUCCIÓN	1			4	5
TOTAL	4	2	3	8	17

CARTERA DE PROYECTOS GIEC



Proyectos De Construcción

Optimización de Compresión Carrasco-Kanata

Dentro de las operaciones de la planta Carrasco-Kanata, surgió la necesidad de mejorar las condiciones de compresión de los equipos existentes. Después de realizar estudios y analizar posibles alternativas, en diciembre de 2023 se ejecutó exitosamente la Optimización de Compresión Carrasco-Kanata.

El alcance de este proyecto incluyó adecuaciones en el sistema de compresión intermedia de la planta Carrasco-Kanata (CRC-KNT). Se asignó un compresor exclusivo al Gasoducto Carrasco-Yapacaní (GCY) para evitar la pérdida de energía al ingresar al gasoducto CRC-YPC, incrementando así la eficiencia del sistema y logrando un ahorro significativo de gas combustible.

Además, se realizaron mejoras en el sistema residual para incrementar la capacidad de transporte en la interconexión CRC-KNT, evitando la caída de presión innecesaria y aumentando la capacidad de compresión. Estas modificaciones proporcionaron mayor flexibilidad en el manejo de las unidades de compresión, lograron un ahorro de combustible, mejoraron la eficiencia del sistema y permitieron disponer de al menos un equipo adicional para otras operaciones.

Con estas mejoras, se ha logrado optimizar el rendimiento general de la planta, asegurando una operación más eficiente y económica.



Compresión Sub Baja JNN-JNE

Este proyecto surge ante la necesidad de implementar en la planta Santa Rosa un sistema de compresión que permita coleccionar la producción de los pozos cuya presión de surgencia natural ha declinado con el tiempo. Este sistema elevará la presión de los pozos de 200 PSI a 900 PSI.

Los objetivos logrados por este proyecto son:

- Extender la vida productiva y asegurar la producción de los pozos existentes en los campos Junín y Junín Este.
- Flexibilizar las facilidades de producción en superficie del Complejo Santa Rosa, gestionando eficientemente el flujo de los pozos acorde con su presión de surgencia y la presión de los reservorios explotados.



Mejoras en interconexiones del sistema de compresión

Para alcanzar estos objetivos, se implementó un sistema de compresión de sub baja presión que satisface las necesidades y genera mayor valor para la empresa, con una recuperación adicional de 24.6 Bcf y un Valor Actual Neto (VAN) de 12.7 MMUSD.

Con el fin de disminuir los costos y tiempos de implementación de este sistema, se modificaron y reutilizaron un compresor del área de Carrasco y otro de la planta Santa Rosa. Para la interconexión y puesta en marcha del proyecto integral, fue necesario un paro de planta, el cual se logró ejecutar en tiempo y forma.



Sistema de compresión Sub Baja en Planta Santa Rosa

Línea y Facilidades de Producción PNW-6D

Dentro de su programa de inversión para la gestión 2023-2024, YPFB Chaco S.A. contempló continuar con el desarrollo y explotación del campo Palometas mediante la perforación del pozo PNW-6D en el reservorio Ayacucho. Este pozo fue perforado en 2023 dentro de la planchada de los pozos existentes y productores PNW-1, PNW-4 y PNW-5, alcanzando una producción de 2.1 MMSCFD.

El objetivo del proyecto Línea y Facilidades PNW-6D fue implementar las instalaciones de superficie necesarias para producir, colectar, procesar y entregar la producción de hidrocarburos del pozo.

En el proyecto se desarrolló una ingeniería básica in-house realizada por la Gerencia de Ingeniería, Estudios y Construcción, lo cual permitió reducir los costos asociados a la contratación de una empresa externa. Se reutilizaron instalaciones existentes que no estaban en operación, como la línea de recolección del pozo PNW-2, la línea de producción del pozo PNW-5 y las acometidas en el colector M-0100.

El proyecto se ejecutó en dos fases: La fase uno contempló una Entrega de Producción Temprana (EPT) del pozo, realizando la Puesta en Marcha (PEM) el 25 de diciembre de 2023, tras la conclusión de las pruebas de flujo y restitución del pozo, y seis días después de la conclusión del Desmontaje (DTM) del equipo de perforación. La fase dos se ejecutó para implementar la telemetría del pozo y concluir las obras civiles y mecánicas de las instalaciones de superficie. Esta fase se completó el 2 de febrero de 2024, con la transferencia de las instalaciones de producción, incluyendo la telemetría, a la Gerencia de Producción.

Es importante mencionar que, durante el proyecto, se registraron 11,460 horas-hombre (HH) sin accidentes personales.



Instalaciones de superficie PNW-6D

Protección de Líneas en Camino Caigua

Las erosiones y deslizamientos a lo largo del camino de acceso al campo Caigua, junto con los deterioros en los cruces de quebradas, han hecho necesaria la realización de obras de control de erosión, protección de taludes y encausamientos de los cruces de quebradas.

Para llevar a cabo estos trabajos de mantenimiento y las obras de control, fue necesario cambiar la posición de algunos tramos de la línea de producción del campo. Por ello, este proyecto contó con la intervención de especialistas del área de ingeniería civil y mecánica, trabajando en conjunto.

Dadas sus características, este proyecto se ejecutó en tres fases:



Construcción de badenes

Fase 1

En esta etapa se construyeron 3 badenes de hormigón armado con un promedio de 50 metros de largo cada uno.



Cambio de líneas flexibles

Fase 2

Se culminó con el cambio de 3.750 metros de tubería metálica y 1400 metros de tubería flexible de termo plástico reforzado. Además de la adecuación de conexiones de fibra óptica y cables de tensión eléctrica que acompañan al trazo de la línea de producción del campo.



Fase 3

Esta etapa se concluyó con el mantenimiento de caminos, construcción de obras menores, canales, etc.

Construcción de obras para protección de líneas en camino Caigua



Instalaciones batería de Producción LMS - AGC

Instalaciones de Producción LMS - AGC

El objetivo del proyecto consistía en implementar las instalaciones en superficie para producir, coleccionar, procesar y entregar la producción de hidrocarburos de los campos Los Monos (LMS) y Aguaragüe Centro (AGC), específicamente de los pozos LMS-X13, LMS-X12 y AGC-X1.

Como parte de la construcción de este proyecto, se reutilizó y modificó equipos existentes en la Batería CAI, lo cual generó una optimización de costos de aproximadamente 2.7 MMUSD.

Sistema de Recuperación de Sólidos Dorado

Durante las operaciones en 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.

Con el fin de mitigar este problema, se implementaron los equipos necesarios en la Batería de Compresión Dorado para la recuperación de los sólidos finos que se presentaban junto con la producción de hidrocarburos de los pozos del área El Dorado. Estos equipos permitirán recuperar los sólidos de forma segura, monitoreada y controlada a lo largo de la vida productiva de los pozos, evitando que puedan causar daños a equipos, tuberías e instrumentos.



Sistema de recuperación de sólidos Dorado



Unidad de remoción de mercurio

Unidad de Remoción de Mercurio Caigua

En el año 2016, se inició la operación temprana del campo Caigua, donde el gas se entregaba directamente al gasoducto Yabog para cumplir con la creciente demanda del mercado. Con el fin de ajustar la humedad y el punto de rocío del gas producido en el campo, en 2018 se construyó un ducto de 18 km de longitud y 10 pulgadas de diámetro desde la batería del campo Caigua hasta la Planta La Vertiente, donde se ajusta el punto de rocío y se entrega el producto al mercado.

La medición inicial del contenido de mercurio en el campo Caigua, realizada por YPFB en la gestión 2016, se encontraba dentro de parámetros aceptables. Sin embargo, esta condición cambió entre noviembre de 2021 y enero de 2022, lo que llevó a comunicaciones oficiales por parte de YPFB responsabilizando a YPFB Chaco S.A. sobre cualquier perjuicio resultante del contaminante fuera de especificación.

El objetivo del proyecto fue instalar una Unidad de Remoción de Mercurio (URM) en La Vertiente para eliminar el mercurio del gas producido por el campo Caigua, preservando así la integridad de la Planta y acondicionando el gas dentro de especificaciones para la venta. Además, se analizarán las contenciones de Hg requeridas tanto en la planta como en los pozos para asegurar la seguridad de las instalaciones y del personal.

Camino y Planchada Pozo FLA-3H

En la gestión 2019, YPFB Chaco S.A. llevó a cabo la perforación del pozo FLA-X2, con resultados positivos. Este pozo es productor de gas y condensado del reservorio Arenisca. Guanacos, ubicado en el sector norte de la estructura El Dorado.

El Campo El Dorado se encuentra en la provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz, a unos 90 km al Sur Este de la ciudad de Santa Cruz. Topográficamente, el área corresponde a una zona llana.

La construcción del camino de acceso, las obras de control de erosión y la planchada para la perforación del pozo FLA-3H se realizaron en 120 días operativos.



Camino FLA-3H- Planchada

Línea y Facilidades de Producción Pozo FLA-3H

YPFB Chaco S.A., dentro de su Plan de Trabajo y Presupuesto (PTP), tiene contemplado continuar con el desarrollo del campo Dorado mediante la perforación y producción del pozo FLA-3H. Se implementarán facilidades de producción en la planchada necesarias para garantizar la operación y seguridad del pozo.

Con el objetivo de optimizar los tiempos del proyecto y lograr una entrega de producción temprana, se está construyendo en paralelo a la perforación la línea troncal y las facilidades del proyecto.



Construcción de línea troncal y facilidades para pozo FLA-3H

Camino de Acceso y Planchada Pozo CHU-X2

El Campo Churumas está ubicado en la provincia Aniceto Arce del departamento de Tarija y fue descubierto por YPFB en el año 1994 como productor de gas. Cuenta con dos pozos perforados: CHU-X1 (pozo seco) y CHU-X2 (descubridor), y en la actualidad se encuentra cerrado en reserva. La reserva probada estimada por YPFB pertenece a la formación Los Monos, con 12.864 Bscf de gas seco.

Este proyecto contempla la habilitación/construcción del camino de acceso del pozo CHU-X2, necesario para iniciar actividades en dicha área de operación de YPFB Chaco S.A.

Podemos enumerar estas actividades de la siguiente manera:

- Desmonte, poda lateral y limpieza del derecho de vía del camino de acceso (aproximadamente 17,3 km).
- Reposición y conformación de la plataforma del camino de acceso.
- Conformación y perfilado de la plataforma del camino (sin incorporación de ripio salvo en lugares muy críticos).
- Construcción de muros de contención y sostenimiento (gaviones, suelo armado).

- Obras de drenaje en general (alcantarillas, cunetas sin revestimiento, canales de coronamiento, etc.).
- Señalización vertical.
- Habilitación de la plancha existente.
- Obras de drenaje perimetrales (cunetas sin revestimiento).
- Habilitación del área de campamento base.

El camino y la planchada se entregaron en tiempo y forma para el ingreso del equipo de prueba.



Planchada pozo CHU-X2





Gerencia de Talento Humano

Talent

La Gerencia de Talento Humano se compromete plenamente con los objetivos y metas establecidos por la empresa. Estos logros se alcanzan mediante el desarrollo continuo de los recursos humanos, con el fin de fortalecer sus competencias y perfeccionar sus habilidades gerenciales, siempre teniendo en cuenta las particularidades del dinámico sector de los hidrocarburos.

Al finalizar el período de gestión desde abril de 2023 hasta marzo de 2024, la plantilla de empleados propios de YPFB Chaco S.A. fue de 353 trabajadores, distribuidos de la siguiente manera:

- YPFB Chaco S.A.- 329 personas.
- YPFB CHACO S.A. a través de un contrato de prestación de servicios. 24 personas.

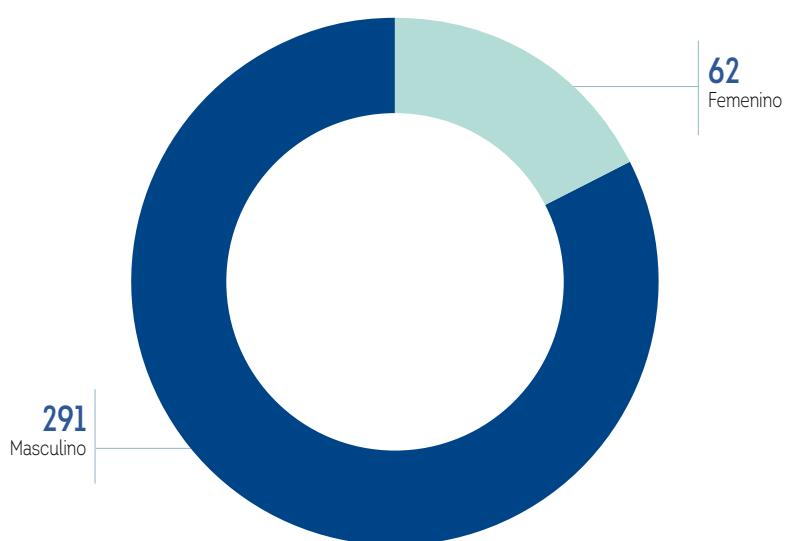
A continuación, se muestran algunas características de la dotación propia de trabajadores.

DISTRIBUCIÓN
DOTACIÓN

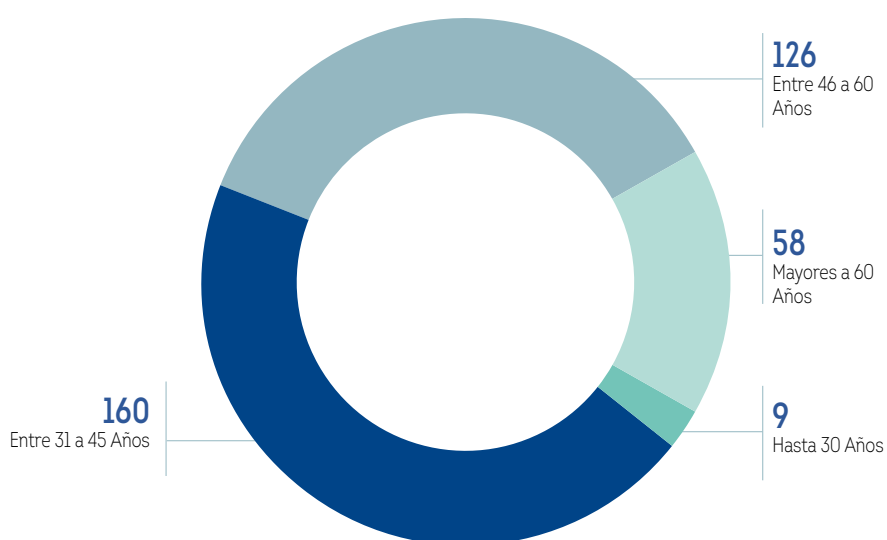


o Humano

TRABAJADORES
POR GÉNERO



DOTACIÓN
POR RANGO DE EDAD



La Gerencia de Talento Humano busca de manera permanente asegurar la cantidad adecuada de trabajadores, además de que estén alineados con los objetivos empresariales. Esto se logra mediante la promoción de prácticas y procesos de gestión que fomenten la satisfacción laboral y el compromiso de todos los empleados con los objetivos y principios éticos de la organización.

Durante la gestión 2023/2024, la Gerencia de Talento Humano se enfocó en consolidar estándares de trabajo, optimizando los resultados de cada uno de los procesos bajo su responsabilidad. Este enfoque busca reforzar su papel estratégico dentro de la empresa.

Las actividades destacadas durante el último período en la Gestión de Talento Humano incluyen:

Capacitación

El proceso de capacitación tiene como objetivo identificar y abordar las necesidades de mejora y actualización en todas las áreas que así lo demanden, tanto individualmente como en conjunto, para contribuir al logro de los objetivos estratégicos de la empresa. Además, busca proporcionar pautas claras sobre cómo llevar a cabo el proceso de capacitación de la manera más efectiva posible, teniendo en cuenta las necesidades reales de formación y actualización continua.

Las áreas más abordadas incluyen habilidades técnicas, actitudinales, seguridad, salud y medio ambiente para todo el personal. Es importante destacar que el proceso de capacitación también incluye la incorporación del Programa de Desarrollo Gerencial en el Plan Anual (PDG), el cual se implementa a través de un plan específico diseñado para promover, desarrollar y fortalecer las habilidades de dirección y supervisión del personal ejecutivo y técnico.

En el PDG de YPFB Chaco S.A., se desarrollaron contenidos de Liderazgo, Comunicación, Negociación, Compromiso con la empresa y se reforzaron temas de actualidad que contribuyen a nuestra cultura y forma de ser como empresa, trabajando talleres sobre igualdad laboral, cómo Impulsar la Diversidad, no obstante, también se estuvieron revisando temas más técnicos, relacionados con las nuevas tendencias, como oportunidad de nuevos negocios.

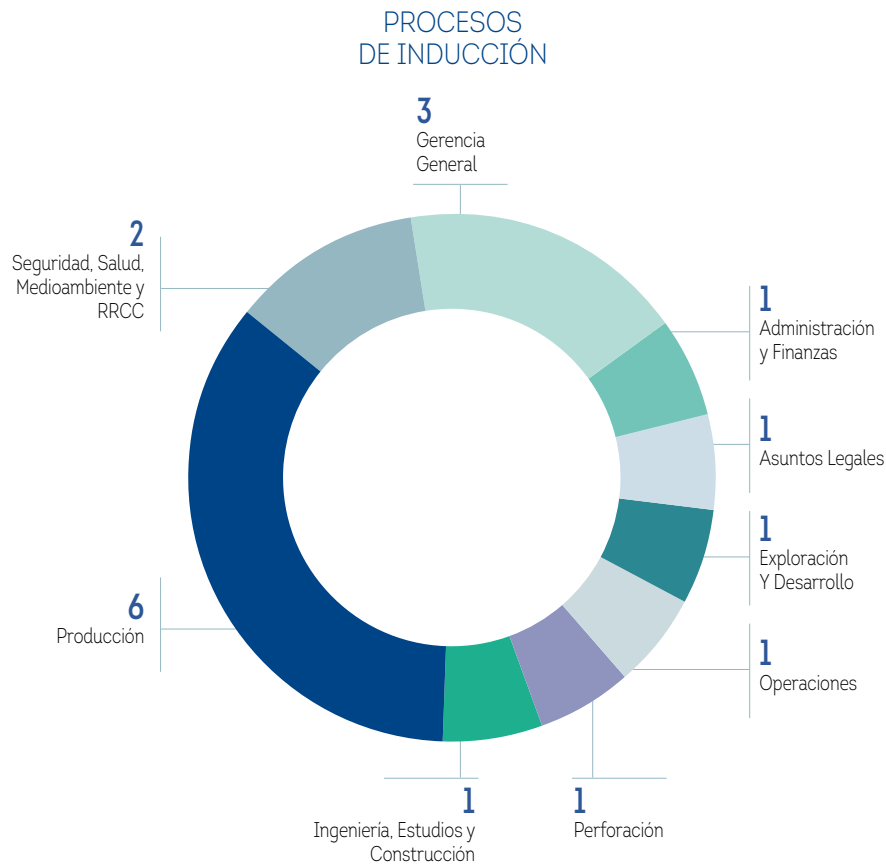
En cuanto a resultados podemos detallar los siguientes:

La inversión en capacitación alcanzó a 276.996,84 USD, concentrándose más del 70% en las gerencias operativas.



Procesos de Inducción

Durante los meses de abril 2023 a marzo 2024, se realizó la admisión de 17 nuevos trabajadores, habiéndoles realizado a la totalidad de los mismos, la inducción en los procesos de la empresa.



Pasantías, Prácticas y Tesistas

Las restricciones sanitarias debido a los rebrotes por COVID-19 ocasionaron que las pasantías continuaran suspendidas, no obstante, se habilitaron pasantes para algunas áreas que realizaron requerimiento:

MODALIDAD	GERENCIA	FRECUENCIA
Pasantía	Producción	1
Pasantía	Gerencia General	1
Pasantía	Asuntos Legales	1
Pasantía	Tecnología de la Información	1
Total		4



Se espera, en la nueva gestión poder incorporar mayor cantidad de jóvenes estudiantes para continuar colaborando en la formación de los nuevos profesionales.

Programa de Bienestar Integral

El programa de Bienestar Integral (PBI), ha tenido una importante acogida dentro de nuestra gente durante la Gestión 2023, a través del mismo se han desarrollado 2 actividades anuales importantes denominadas “Feria de Bienestar Integral” (ejecutadas en Abril y Diciembre 2023), donde al mismo tiempo de dar a conocer a nuestros trabajadores todos los Socios Estratégicos del PBI, se desarrolla una jornada divertida, familiar y repleta de oportunidades de compra y adquisición de beneficios que solo podrán adquirir en la Feria y a través del PBI.

El PBI fue creado para nuestra gente, permite al trabajador propio de YPFB 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 2024, el PBI ya ha concretado alianzas estratégicas con 50 empresas que otorgan importantes beneficios a nuestros trabajadores y sus familias, no obstante, la Gerencia de Talento Humano seguirá trabajando en fortalecer las alianzas actuales y continuar la búsqueda de nuevas actividades y beneficios que creen valor para nuestros colaboradores y su bienestar.



Gerencia de Contrataciones y Almacén

Cont

Contratación de servicios

A la conclusión de la gestión 2023, como resultado de Procesos de Contratación por Licitación, Contratación Menor y Contratación Directa se registraron 607 contratos suscritos.

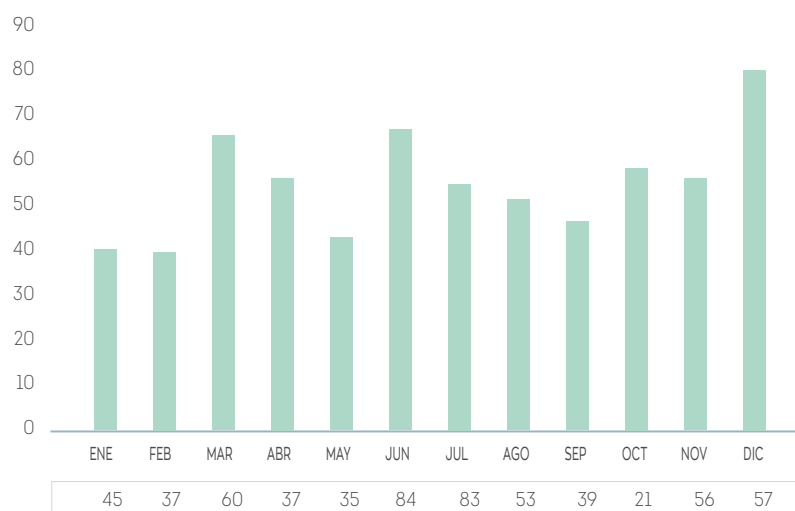
El cuadro posterior, presenta la relación de cantidad de contratos generados durante los últimos doce meses, cuyo comportamiento es cíclico, siendo notables los meses de junio y julio de acuerdo con los requerimientos de la empresa, con la finalidad de contribuir al logro de los objetivos establecidos para la gestión 2023.

CONTRATOS POR MES/MONTO
(EXPRESADO EN DÓLARES AMERICANOS)

MES	CANTIDAD	MONTO \$US	%
Enero	45	17.176.970,09	7
Febrero	37	4.476.150,75	6
Marzo	60	8.188.322,70	10
Abril	37	8.055.702,64	6
Mayo	35	5.094.995,91	6
Junio	84	10.086.115,05	14
Julio	83	8.509.768,25	14
Agosto	53	40.416.527,10	9
Septiembre	39	13.352.643,26	6
Octubre	21	1.987.284,69	3
Noviembre	56	32.907.516,06	9
Diciembre	57	15.467.912,37	9
TOTAL	607	165.719.908,85	100

Contrataciones

CONTRATOS POR MES/CANTIDAD



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



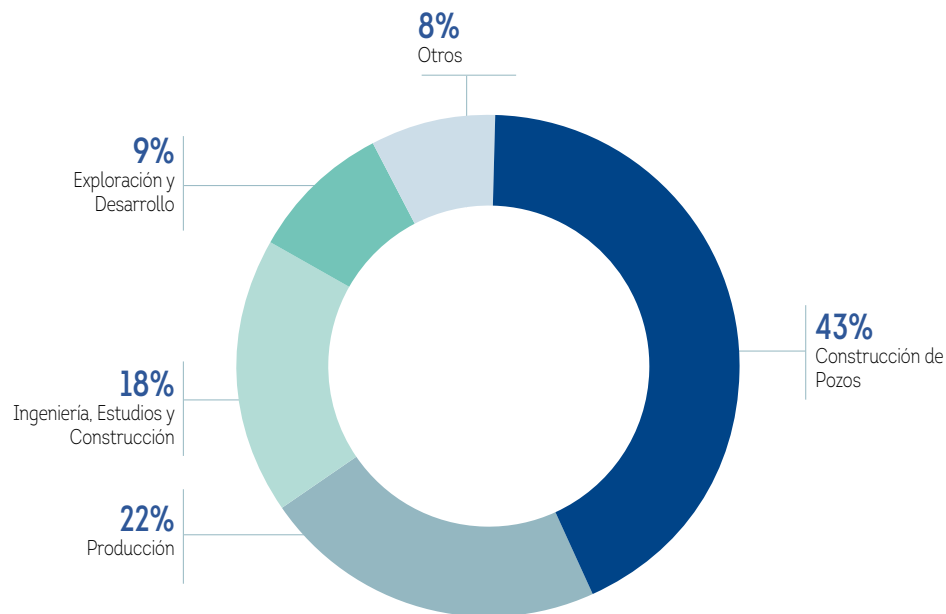
La siguiente tabla, se presenta el acumulado de estas contrataciones, describiendo la cantidad de contratos por Gerencias o Unidades Solicitantes, cuyo monto total alcanza los USD 165.719.908,85.

Las Gerencias de Construcción de Pozos, Exploración y Desarrollo y Producción, son las gerencias con mayor cantidad de contratos suscritos correspondiendo al 66,39% del total de la gestión. Sin embargo, considerando el monto acumulado de los contratos suscritos, la Gerencia de Construcción de Pozos encabeza la lista con montos que suman USD 71.811.481,94. En la Gerencia de Producción suscribieron contratos por un monto acumulado de USD 37.099.195,66, mientras que en la Gerencia Ingeniería, Estudios y Construcción suscribieron contratos por un monto de USD 29.209.111,24. El acumulado en dólares americanos de las contrataciones de estas dos gerencias significaron el 83,35 % del monto total de las contrataciones de la gestión 2023, como se expone en el siguiente gráfico.

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

GERENCIA	Monto \$us	Cantidad
ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	426.004,43	11
ASOCIACIONES, DESPACHO Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS	307.596,00	3
ASUNTOS LEGALES	86.330,00	4
CONSTRUCCIÓN DE POZOS	71.811.481,94	238
CONTRATACIONES Y ALMACÉN	1.697.656,06	30
EXPLORACIÓN Y DESARROLLO	14.246.448,71	87
GERENCIA GENERAL	1.144.983,44	24
INGENIERÍA, ESTUDIOS Y CONSTRUCCIÓN	29.209.111,24	25
OPERACIONES	3.252.141,53	14
PRODUCCIÓN	37.099.195,66	78
SALUD, SEGURIDAD, MEDIOAMBIENTE Y RRCC	1.447.426,91	15
TALENTO HUMANO	77.869,83	3
TECNOLOGIA INFORMATICA	4.913.663,09	75
TOTAL GENERAL	165.719.908,85	607

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



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

Compra de bienes

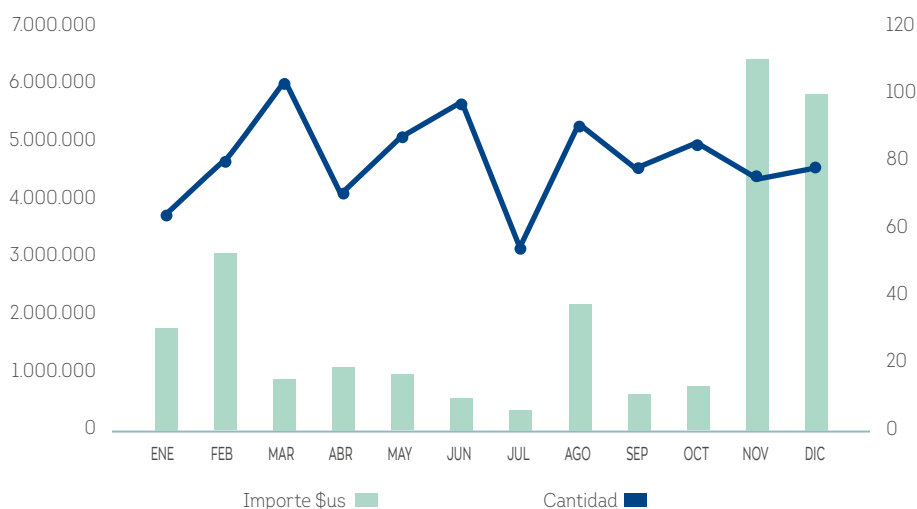
En relación con la compra de bienes, el monto total de las Órdenes de Compra emitidas ascendió a USD 24.541.290,58 (más de 1.3 millones respecto a la gestión 2022), que equivale a un total de 953 órdenes de compra (cantidad similar a la gestión anterior), entre compras nacionales e internaciones, con un promedio de 79 Órdenes de Compra y USD 2.0 millones mensuales.

En la siguiente tabla, presenta la relación de cantidad de Órdenes de Compra generadas durante la gestión 2023, donde se puede evidenciar que, si bien en los meses de noviembre y diciembre están por debajo del promedio de órdenes de compras generadas por mes, el importe de estos meses está muy por encima del promedio.

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

MES	Importe \$us	Cantidad
Enero	1.759.431,08	64
Febrero	3.078.541,21	80
Marzo	888.908,06	103
Abril	1.113.009,90	70
Mayo	970.002,20	86
Junio	571.012,00	96
Julio	381.559,68	53
Agosto	2.205.176,59	90
Septiembre	668.587,25	77
Octubre	747.905,33	84
Noviembre	6.385.339,60	74
Diciembre	5.771.817,66	76
TOTAL GENERAL	24.541.290,58	953

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



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





Gerencia de Asuntos Legales

Asunt

Durante el ejercicio fiscal que concluyó el 31 de marzo de 2024, la Gerencia de Asuntos Legales de YPFB CHACO S.A., desempeñó un papel fundamental en la gestión legal, empresarial y regulatoria de la Empresa.

Entre las tareas principales, la Gerencia de Asuntos Legales brindó asesoramiento en la adquisición de bienes y servicios, elaboración y seguimiento en la ejecución de contratos. Estas labores fueron indispensables para asegurar que los proyectos de la empresa se lleven a cabo oportunamente y para que los contratos celebrados tengan dispositivos contractuales que salvaguarden los derechos de YPFB Chaco S.A. De igual modo, se acompañó en la gestión de trámite de permisos y licencias requeridos ante diferentes instancias gubernamentales. Todo ello en sintonía con el cumplimiento del Programa de Trabajo y Presupuesto.

La Gerencia de Asuntos Legales participó activamente en el análisis y procesos enfocados en la capitalización de oportunidades de negocio que incrementen el valor de la empresa, para lo cual también negoció distintos contratos, contratos de servidumbre, acuerdos y convenios de alta complejidad.

De igual modo, la Gerencia de Asuntos Legales prestó soporte en la revisión y modificación de reglamentos, procedimientos y normas internas en general; brindó asesoramiento permanente durante la realización de reuniones internas y externas. Asimismo, la Gerencia de Asuntos Legales participó activamente en el análisis y formulación de proyectos de normas relacionadas al Upstream, con el propósito de garantizar la ejecución de inversiones en el sector.

Por otra parte, la Gerencia de Asuntos Legales brindó análisis, asesoría y acompañamiento en asuntos del negocio y otros críticos que afectan la seguridad jurídica de la Empresa. Así también, representó legalmente a la empresa en la defensa de sus intereses durante el desarrollo de procesos judiciales en materia civil, penal, laboral, agroambiental, constitucional, administrativos, regulatorios y arbitrales, en los que YPFB Chaco S.A. interviene, precautelando sus derechos y garantías constitucionales.

Asuntos Legales

El trabajo desarrollado durante esta gestión fue en estrecha colaboración con los equipos internos, brindando asesoría legal estratégica, a la Gerencia General, a la Gerencia de Operaciones, a las Gerencias de área y a los órganos de gobierno corporativo, así como el cumplimiento con todas las obligaciones legales y regulatorias. El enfoque estratégico del asesoramiento de la Gerencia de Asuntos Legales ha permitido a YPFB Chaco S.A. cumplir sus obligaciones contractuales, identificar y mitigar riesgos, en el marco de legalidad, para garantizar la consecución de los objetivos empresariales.

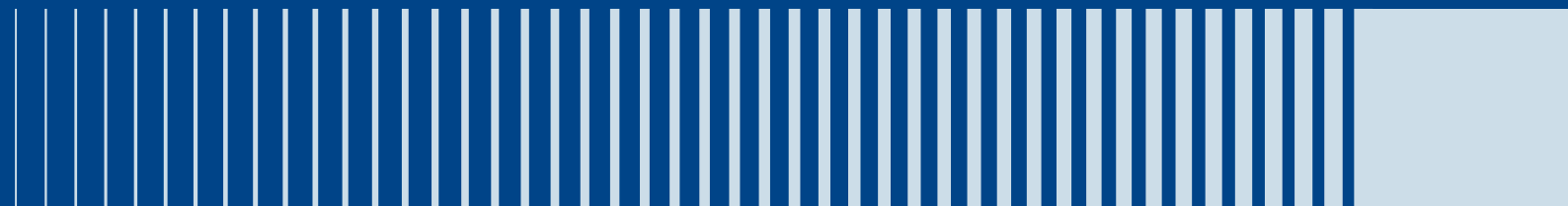
El compromiso de la Gerencia de Asuntos Legales con la transparencia, la ética y el cumplimiento de disposiciones legales y normativas es la base de la cultura corporativa y continua en consecución con los fines empresariales.





05 finanzas

INFORME DEL
AUDITOR
EXTERNO







INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR UN AUDITOR INDEPENDIENTE

27 de junio de 2024

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



M. W.
Maribel Lopez Acosco
CONSULTORA DE LINEA
DPTO. RECUPERACIÓN Y ENFERMARIAS
GERENCIA GRUPO SANTA CRUZ
SERVICIO DE IMPUESTOS NACIONALES

Opinión con salvedades

Hemos auditado los estados financieros de YPFB CHACO S.A. (la Sociedad), que comprenden el balance general al 31 de marzo de 2024, 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, excepto por los efectos y los posibles efectos de las cuestiones descritas en la sección “Fundamento de la opinión con salvedades” los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de la Sociedad al 31 de marzo de 2024, 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 con salvedades

Tal como se menciona en las notas 6 y 10 a los estados financieros, al 31 de marzo de 2024, la Sociedad posee una inversión en su subsidiaria y una cuenta por cobrar a dicha subsidiaria, Chaco Energías S.A. (Chaco Energías) por Bs146.713.853 y Bs467.543.513, respectivamente, que generó una ganancia en el estado de ganancias y pérdidas por el ejercicio finalizado en dicha fecha de Bs16.764.478 y un ajuste de corrección en el resultado acumulado por Bs191.022.316 y en el saldo inicial de las inversiones por el mismo importe. A la fecha de emisión del presente informe de auditoría, no hemos podido validar el análisis sobre la recuperabilidad de los activos fijos de la subsidiaria en función del flujo de fondos proyectados, que nos proporcionó la Sociedad, en relación con los siguientes temas: i) las premisas sobre los ingresos y gastos proyectados, ii) la tasa de descuento utilizada, iii) el valor de venta de los activos fijos que corresponde al valor del revalúo del activo y iv) la utilización de los activos líquidos y el repago de la deuda que la subsidiaria mantiene con la Sociedad. Debido a lo descrito anteriormente, no hemos podido obtener evidencia suficiente y adecuada, a través de otros procedimientos de auditoría, sobre si la inversión y la cuenta por cobrar con Chaco Energías registradas por la Sociedad al 31 de marzo de 2024 se encuentran valuadas correctamente y si el ajuste registrado contra el patrimonio neto es adecuado o si dicho ajuste debió ser registrado contra el resultado de la gestión y, por consiguiente, no hemos podido determinar si estos importes deben ser ajustados.

Tal como se menciona en la nota 11 a los estados financieros, al 31 de marzo de 2024, la Sociedad realizó un análisis de deterioro de activos a través del valor neto descontado de los flujos futuros de fondos que se estima que el activo generará. De acuerdo con este análisis, la Sociedad ha considerado una tasa de descuento que difiere de una tasa de mercado aplicable según la normativa contable. La tasa utilizada por la Sociedad no considera el costo promedio ponderado de capital a la fecha de análisis. Si la administración de la Sociedad hubiera estimado los flujos futuros de fondos descontados considerando una tasa de descuento de mercado

PricewaterhouseCoopers S.R.L. Santa Cruz – Bolivia Edif. Omnia Dei Piso 1. Equipetrol Norte Calle Dr. Viador Pinto esquina calle I, T: (591-3) 3444311, F: (591-3) 3444312, www.pwc.com/bo



aplicable, hubiese sido necesario reducir el importe de los activos fijos en aproximadamente Bs115.500.000 e incrementar el activo por impuesto diferido en aproximadamente Bs28.875.000, para reflejar el valor recuperable de los activos fijos. En consecuencia, la pérdida por deterioro de activos se hubiera incrementado en Bs115.500.000, el ingreso por el impuesto diferido se hubiera incrementado en Bs28.875.000 y el resultado neto y el patrimonio hubieran disminuido en Bs86.625.000.

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 con salvedades.

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 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 o Contadores Públicos 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:

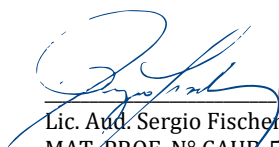
- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. 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 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. Sergio Fischer
MAT. PROF. N° CAUB-5206
MAT. PROF. N° CAUSC-1504

BALANCE GENERAL AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023
(Expresado en bolivianos)

	Nota	2024	2023
		Bs	Bs
ACTIVO			
Activo corriente			
Disponibilidades	3.b. y 5	690.214.431	345.042.580
Inversiones	3.b.y 6	948.421.695	1.329.870.547
Cuentas por cobrar comerciales	7	571.697.872	986.533.353
Otras cuentas por cobrar a corto plazo	8	221.783.958	178.072.696
Inventarios	3.d. y 9	6.073.569	6.286.826
Total activo corriente		2.438.191.525	2.846.705.706
Activo no corriente			
Inversiones	3.c. y 6	194.156.870	177.392.392
Cuentas por cobrar comerciales	7	145.181.722	145.181.764
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	10	467.543.513	477.600.713
Impuesto diferido	3.i.2 y 25.b.	122.585.231	95.124.175
Otros activos no corrientes	11	512.869.721	375.414.565
Inventarios	3.d. y 9	254.422.093	262.887.719
Activo fijo, neto	3.f y 12	4.012.185.496	4.576.451.819
Total activo no corriente		5.708.944.646	6.110.053.147
TOTAL ACTIVO		8.147.136.171	8.956.758.853
PASIVO			
Pasivo corriente			
Cuentas por pagar	13	254.493.753	281.716.831
Dividendos por pagar		4.533.758	3.576.721
Deudas fiscales y sociales	14	49.327.050	60.889.272
Otras cuentas por pagar	15	27.273.990	28.873.358
Total pasivo corriente		335.628.551	375.056.182
Pasivo no corriente			
Provisión para indemnizaciones	3.j.	28.557.408	26.930.575
Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono	3.h.	685.383.882	620.370.433
Otros pasivos no corrientes		4.353	4.353
Total pasivo no corriente		713.945.643	647.305.361
TOTAL PASIVO		1.049.574.194	1.022.361.543
PATRIMONIO NETO			
Capital pagado	16	1.609.932.000	1.609.932.000
Ajuste de capital	17.a.	1.530.151.902	1.530.151.902
Prima de emisión	17.b.	801.969.085	801.969.085
Reserva legal	17.c.	342.431.702	326.039.874
Ajuste global del patrimonio	17.e.	459.370.716	459.370.716
Ajuste de reservas patrimoniales	17.f.	1.965.271.023	1.965.271.023
Reserva para ganancias no monetizables	17.d.	828.777.146	743.062.339
Resultados acumulados		(440.341.597)	498.600.371
TOTAL PATRIMONIO NETO	3.k.	7.097.561.977	7.934.397.310
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		8.147.136.171	8.956.758.853
Cuentas de orden deudoras	30	97.840.881	103.344.622
Cuentas de orden acreedoras	30	97.840.881	103.344.622


Jerry Fletcher Torrico
Gerente General


Hernán Bravo Lemoine
Gerente de Administración y Finanzas


Jhonny Huarani Yana
Jefe de Contabilidad, Tesorería y Cuentas
por Cobrar
Mat. Prof. N° 10163



YPFB CHACO S.A.

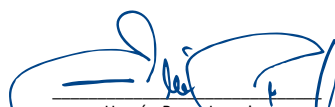
ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

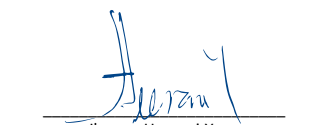
(Expresado en bolivianos)

	<u>Nota</u>	<u>2024</u> <u>Bs</u>	<u>2023</u> <u>Bs</u>
Ingresos:			
Retribución de hidrocarburos netas	3.1.	1.087.335.545	1.459.396.292
		1.087.335.545	1.459.396.292
Menos:			
Gastos directos de producción		(72.500.830)	(51.007.941)
Gastos directos de procesamiento		(169.590.061)	(149.036.116)
Otros gastos directos de operación		(31.730.707)	(33.129.965)
Utilidad bruta		813.513.947	1.226.222.270
Más/(Menos):			
Utilidades en inversiones en compañías subsidiarias		16.764.478	16.837.151
Otros ingresos netos operativos	18	94.993.828	76.881.087
Gastos generales y administrativos	19	(88.173.034)	(85.971.188)
Gastos de exploración	20	(60.449.553)	(156.131.064)
Castigo de inversión en pozos exploratorios no exitosos	21	(581.584.216)	2.215.420
Depreciación, desmantelamiento, restauración y abandono	12	(714.179.248)	(700.325.196)
Impuesto a las transacciones financieras		(2.195.753)	(2.079.454)
Impuesto a las transacciones		(43.780.711)	(53.973.267)
Otros gastos de remediación		(142.748)	(1.144.076)
(Pérdida) ganancia operativa		(565.233.010)	322.531.683
Ingresos (egresos):			
Intereses ganados		53.331.333	49.500.941
Intereses, comisiones y otros (gastos)		(36.033)	(8.106.110)
Deterioro de activos/pérdida por desvalorización	12 (b)	(43.987.200)	-
Otros ingresos/egresos	22	7.007.206	(42.126.204)
Diferencia de cambio		(3.953.894)	(6.707.798)
Resultado por exposición a la inflación		19.941	2.159
(Pérdida) ganancia neta antes de impuesto sobre las utilidades de las empresas		(552.851.657)	315.094.671
Impuesto sobre las utilidades de las empresas (diferido y corriente)	3.i.1, 3.i.2, 25.b. y 25.c.	27.461.057	12.741.889
(Pérdida) ganancia neta del ejercicio		(525.390.600)	327.836.560

Las notas 1 a 32 que se acompañan forman parte de este estado.


Jerry Fletcher Torrico
Gerente General


Hernán Bravo Lemoine
Gerente de Administración y
Finanzas


Jhonny Huarani Yana
Jefe de Contabilidad, Tesorería y Cuentas
por Cobrar
Mat. Prof. N° 10163

YPFB CHACO S.A.

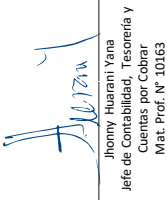
ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO NETO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023
(Expresado en bolívianos)

	Capital		Reservas						Resultados acumulados		Total		Total patrimonio neto	
	Capital pagado	Ajuste de capital	Prima de emisión	Reserva legal	Ajuste global del patrimonio	Ajuste de reservas patrimoniales	Reserva para ganancias no monetizables	Total Bs	Bs	Bs	Total Bs	Bs	Bs	Bs
Saldos al 31 de marzo de 2022	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.085	326.039.874	459.370.716	1.965.272.840	743.062.339	4.295.714.854	431.335.189		4.727.050.043	7.867.133.945		
Tratamiento de los resultados acumulados y de la gestión de acuerdo con el acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 29 de junio de 2022:														
- Distribución de utilidades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Ajuste de reservas patrimoniales	-	-	-	-	-	(1.817)	-	(1.817)	-	-	(1.817)	(1.817)	-	-
Ajuste de corrección por deterioro de activos en Chaco Energías S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	(69.549.062)	-	(69.549.062)	(69.549.062)	-	-
Ganancia neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(191.022.316)	(191.022.316)	(191.022.316)	-	-
Saldos al 31 de marzo de 2023	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.085	326.039.874	459.370.716	1.965.271.023	743.062.339	4.295.713.037	498.600.371	327.836.560	4.794.313.408	7.934.397.310		
Incremento de la Reserva específica para ganancias no monetizables de acuerdo con el acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de noviembre de 2023:														
- Distribución de utilidades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Reserva Legal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pérdida neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(85.714.807)	(85.714.807)	(85.714.807)	-	-
Saldos al 31 de marzo de 2024	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.085	342.431.702	459.370.716	1.965.271.023	828.777.146	4.397.819.672	(440.341.597)	(525.390.600)	3.957.478.075	7.097.561.977		

Las notas 1 a 32 que se acompañan forman parte de este estado.


Jairo Huanani Yana
Gerente General


Hernán Bravo Lemoine
Gerente de Administración y Finanzas


Jhonny Huanani Yana
Jefe de Contabilidad, Tesorería y Cuentas por Cobrar
Mat. Prof. N° 10163

YPFB CHACO S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

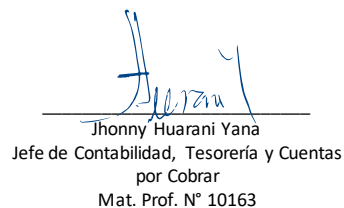
(Expresado en bolivianos)

	<u>Nota</u>	<u>2024</u> <u>Bs</u>	<u>2023</u> <u>Bs</u>
Actividades de operación:			
(Pérdida) ganancia neta del ejercicio		(525.390.600)	327.836.560
Ajuste para conciliar el resultado neto con el efectivo neto que aportan las actividades operativas:			
Depreciación, desmantelamiento, restauración y abandono	12	714.179.248	700.325.196
Castigo de inversión en pozos exploratorios no exitosos	20	581.584.216	(2.215.420)
Pérdida por desvalorización de activos	12	43.987.200	-
Gastos de exploración		30.420.071	132.314.568
Impuestos diferidos		(27.461.056)	(12.741.890)
Utilidades en inversiones en compañías subsidiarias		(16.764.478)	(16.837.151)
Provisión para indemnizaciones		8.853.780	8.694.104
Provisión para desvalorización de inventarios		-	4.829.352
Cambios en activos y pasivos operativos netos:			
Disminución (aumento) en cuentas por cobrar		414.835.525	(590.413.749)
(Aumento) disminución en otras cuentas por cobrar		(32.753.937)	(40.177.970)
Disminución (aumento) de inventarios		8.678.585	(35.775.868)
(Aumento) disminución en otros activos no corrientes		(137.455.156)	4.649.720
(Disminución) aumento en cuentas por pagar		(27.223.078)	50.880.909
(Disminución) aumento en deudas fiscales y sociales		(11.562.222)	4.868.450
(Disminución) aumento en otras cuentas por pagar corrientes		(1.599.368)	2.520.840
Pago de beneficios sociales		(7.226.947)	(10.418.305)
Flujo de efectivo proveniente de actividades de operación		<u>1.015.101.783</u>	<u>528.339.346</u>
Actividades de inversión:			
Inversiones netas de activo fijo		<u>(740.891.088)</u>	<u>(628.657.876)</u>
Flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión		<u>(740.891.088)</u>	<u>(628.657.876)</u>
Actividades de financiamiento:			
Pago de dividendos		<u>(310.487.696)</u>	<u>(69.433.392)</u>
Flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento		<u>(310.487.696)</u>	<u>(69.433.392)</u>
Disminución neta en disponibilidades e inversiones corrientes		<u>(36.277.001)</u>	<u>(169.751.922)</u>
Disponibilidades e inversiones corrientes al inicio del ejercicio		<u>1.674.913.127</u>	<u>1.844.665.049</u>
Disponibilidades e inversiones corrientes al final del ejercicio	5 y 6	<u><u>1.638.636.126</u></u>	<u><u>1.674.913.127</u></u>

Las notas 1 a 32 que se acompañan forman parte de este estado.


Jerry Fletcher Torrico
Gerente General


Hernán Bravo Lemoine
Gerente de Administración y Finanzas


Jhonny Huarani Yana
Jefe de Contabilidad, Tesorería y Cuentas por Cobrar
Mat. Prof. N° 10163

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

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

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 2024 Y 2023

NOTA 1 – NATURALEZA, OBJETO Y ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD (Cont.)

<u>Detalle</u>	<u>Porcentaje</u> <u>%</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 28), comprendería YPFB Chaco S.A., dentro de la tipología de Empresa Estatal Mixta (EEM), al tratarse de una empresa con participación del Estado mayor al 70% y menor al 100% del capital social. 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 a la nueva tipología, 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, cronograma que no se ha definido hasta la fecha.

NOTA 2 – BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS Y POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

2.a. Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia

Los estados financieros de YPFB Chaco S.A. al 31 de marzo de 2024 y 2023, han sido preparados de acuerdo con normas de contabilidad generalmente aceptadas en Bolivia, emitidas por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad (CTNAC) del Colegio de Auditores o 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. Ejercicio contable

De acuerdo con la Ley N° 1606 de fecha 22 de diciembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de marzo de cada año. Los resultados incluidos en los presentes estados financieros han sido preparados por el periodo de doce meses comprendidos entre el 1ro de abril y el 31 de marzo de 2024 y 2023.

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 CTNAC y disposiciones legales vigentes.

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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 2 – BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS Y POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)

2.c. Consideración de los efectos de la inflación (Cont.)

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 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, lineamiento contable que es de cumplimiento por parte de YPFB Chaco S.A. a partir de la fecha en que entró en vigor.

En cumplimiento al Decreto Supremo N°24051 (reglamento del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas) la Sociedad ha preparado información financiera en moneda constante, reconociendo de forma integral los efectos de la inflación utilizando como índice para actualizar los rubros no monetarios, el coeficiente resultante de la variación de UFV vigente a la fecha de cierre de los presentes estados financieros y la fecha de origen de las transacciones. La cotización oficial de la UFV al 31 de marzo de 2024 y 2023 fue de 2,48722y 2,42691por UFV, respectivamente. El impacto en resultados de mayor gasto por ajuste por inflación y tenencia de bienes de Bs73.136.703 (2023: Bs52.906.002) fueron considerados para fines de determinación del impuesto sobre las utilidades de las empresas (IUE).

2.d. 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 Buló Buló S.A.) y Flamagas S.A. (en liquidación); inversiones que se encuentran valuadas a su valor patrimonial proporcional según se expone en la Nota 6 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 CTNAC.

2.e. 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. Las operaciones en contratos con socios realizadas a riesgo propio (*sole risk*) se registran al 100%.

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 2 – BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS Y POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)

2.e. Participación en Contratos de Operación y/o Servicios Petroleros en Riesgos Compartidos y/o Asociación (Cont.)

<u>Bloque</u>	<u>Socios de Contratos de Riesgo Compartido</u>	<u>Participación de YPFB Chaco S.A. %</u>
Planta de Compresión de Río Grande	■ YPFB Andina S.A. (Operador) – Petrobras Bolivia S.A. - Total Energías EF Bolívie Sucursal Bolivia.	20
<u>Socios de Contratos de Operación</u>		
Ñupuco (Ver Nota 26.a.3)	■ Vintage Petroleum Boliviana Ltd. – Sucursal Bolivia (Operador)	50
Bloque XX Tarija Oeste, Campo Itaú (Ver Nota 26.a.4)	■ Petrobras Bolivia S.A. (Operador) – Total Energías EP Bolívie Sucursal Bolivia – Shell Bolivia Corporation - Sucursal Bolivia.	4
Bloque Aquío (Ver Nota 26.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 26.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 San Telmo Norte (Ver Nota 26.b.7)	■ Petrobras Bolivia S.A. (Operador)	40
Bloque Charagua (Ver Nota 26.b.9)	■ YPF Exploración & Producción de Hidrocarburos de Bolivia S.A. (Operador)	40
Bloque Astillero (Ver Nota 26.b.6)	■ YPFB Chaco S.A. (Operador) – Petrobras Bolivia S.A.	60
<u>Socios de Contratos de Servicios Petroleros – Devueltos</u>		
Bloque Iñigüazu (Ver Nota 26.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

2.f. 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.

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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 2 – BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS Y POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)

2.g. Corrección de estados financieros al 31 de marzo de 2023

Los estados financieros al 31 de marzo de 2023 incluyen el efecto del ajuste de corrección del valor de los activos fijos por deterioro del valor recuperable, practicado por la Subsidiaria Chaco Energía S.A. contra resultados acumulados en sus estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2023, los cuales cuentan con una opinión sin salvedades de sus auditores externos. En su análisis de deterioro Chaco Energías S.A. utilizó un revalúo técnico del activo como valor de realización, la administración de Chaco Energías se encuentra analizando opciones más concretas de mercado y regulatorias que demuestren la posibilidad de disposición de la/las unidades generadoras de electricidad, para confirmar de esta manera la suficiencia del ajuste practicado. Los resultados de esta revisión y complementación, en caso de que impliquen un cambio en el ajuste realizado de deterioro de activos, serán contabilizados en la gestión en la cual se conozcan o ejecute la disposición de los activos por parte de esta subsidiaria.

Como resultado de esta corrección, la Sociedad disminuyó las inversiones no corrientes en Bs191.022.316 y los resultados acumulados de la gestión anterior en el mismo importe.

NOTA 3 – CRITERIOS DE VALUACIÓN Y EXPOSICIÓN

3.a. Moneda extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera se convierten a bolivianos al tipo de cambio de venta 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".

3.b. Disponibilidades e inversiones corrientes

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

Las Notas de Crédito Fiscal están contabilizadas a su valor nominal.

3.c. Inversiones no corrientes

Inversiones en otras sociedades: las inversiones de la Sociedad en Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Buló Buló 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 o Contadores Públicos de Bolivia. Toda otra inversión permanente está valuada al costo de adquisición.

Hasta el 10 de diciembre de 2020, las inversiones se encontraban ajustadas por inflación de acuerdo con lo establecido en la nota 2c.

3.d. 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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 3 – CRITERIOS DE VALUACIÓN Y EXPOSICIÓN (Cont.)

3.d. Inventarios (Cont.)

Se constituye una previsión 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.

3.e. 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.

3.f. 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 YPFB 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 valuaron a su costo de adquisición actualizados hasta el 10 de diciembre de 2020, 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 inyectores 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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 3 – CRITERIOS DE VALUACIÓN Y EXPOSICIÓN (Cont.)

3.g. Estimación del valor recuperable de los activos no corrientes

De manera periódica la Sociedad compara el valor en libros de los activos que conforman una Unidad Generadora de Efectivo con su valor recuperable, particularmente cuando existen indicios de que algún activo pudiera haber sufrido una pérdida por deterioro de valor. En el marco de las actividades exploración y explotación, cada Contrato de Servicios Petroleros es nominado como una Unidad Generadora de Efectivo (UGE). Por otra parte, la concesión ejercida para el servicio que ofrece la Planta de Compresión de Río Grande es tratada como otra UGE. Si el importe recuperable de los activos asociados a una UGE es inferior a su valor neto contable, el importe en libros se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor.

1. La metodología utilizada por la Sociedad en la estimación del importe recuperable de los activos es el valor en uso estimado a partir del valor descontado de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación y desarrollo de tales activos. Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles a la fecha del cálculo respecto a ingresos, gastos e inversiones. El costo de capital propio utilizado por la Sociedad se basa en el modelo de valoración de activos financieros (CAPM) y considera el riesgo sistemático (beta) de las acciones y la tasa libre de riesgo. La valoración de los activos utiliza proyecciones de flujo de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas. Las principales estimaciones utilizadas en los flujos de caja se describen a continuación:
2. Precios de venta de hidrocarburos y mercados. La Sociedad utiliza como precio de referencia el West Texas Intermediate (WTI) y la distribución de mercados a los que actualmente tiene demanda.
3. Reservas, recursos y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de la producción de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo, considerando las reservas P1, P2 y P3.
4. Costos de Opex y Capex. Los gastos del primer año se estiman considerando los costos históricos reales unitarios del último año, para los siguientes años se le incorpora un incremento por inflación. Para el CAPEX se toman los datos del presupuesto anual de la Sociedad para el primer año y en los siguientes años de acuerdo con los planes de desarrollo de del área.

3.h. 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. Sobre la base del importe determinado, 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.

3.i. Impuesto sobre las utilidades de las empresas

1. El impuesto sobre las utilidades de las empresas se determina sobre la base del resultado imponible para fines tributarios. La Sociedad realiza la contabilización del impuesto a las utilidades de las empresas sobre la base del resultado neto imponible determinada cada año. La tasa del impuesto asciende al 25%. 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 con Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia se encuentra sujeta a ciertos ajustes establecidos por dicha ley y su reglamento, llegando a determinar de esta manera el resultado impositivo.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 3 – CRITERIOS DE VALUACIÓN Y EXPOSICIÓN (Cont.)

2. El impuesto diferido es calculado utilizando el método del pasivo basado en el 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.

3.j. 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.

3.k. 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.

A partir del 1° de abril de 2008, para el ajuste por inflación se utiliza la UFV, 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.

3.l. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se registran sobre la base de lo devengado y corresponden principalmente a la Retribución al Titular, determinada por cada contrato de operación suscrito entre YPFB y la Sociedad. La retribución se compone del costo recuperable y la utilidad determinada sobre las bases contractuales.

Los costos recuperables corresponden a las operaciones de exploración, evaluación, desarrollo, explotación y abandono, llevados a cabo conforme a los Contratos de Operación, e incluyen entre otros los costos de personal, servicios, materiales, impuestos, tasas, contribuciones, compensaciones, diferencias de cambio, seguros, costos de administración y servicios y la depreciación de los activos fijos calculados en línea recta.

El valor de los hidrocarburos netos recibidos por YPFB en punto de fiscalización por cada contrato de operación es aplicado por YPFB primeramente para el pago de los costos de transporte, compresión, las Regalías, Participaciones, y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos los cuales determina, paga y mantiene indemne a la Sociedad por cualquier reclamo posterior sobre los mismos. Con el remanente se cubren los costos recuperables del Titular. Una vez descontados los costos recuperables, si existiera saldo remanente se asigna en concepto de utilidad entre YPFB y el Titular según lo dispuesto en el Anexo F de cada contrato de operación.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 3 – CRITERIOS DE VALUACIÓN Y EXPOSICIÓN (Cont.)

3.l. Reconocimiento de ingresos (Cont.)

Por otro lado, se reconocen ingresos por incentivos a la producción de petróleo en aplicación de la Ley N° 767 del 11 de diciembre de 2015 de promoción para la inversión en exploración y explotación hidrocarburífera, reglamentada mediante el Decreto Supremo N° 2830 de fecha 6 de julio de 2016, la cual establece un precio adicional para el petróleo producido (Ver nota 7.b).

3.m. 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 4 – 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 26.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 Buló Buló S.A.).

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 4 – CONTRATOS DE OPERACIÓN FIRMADOS CON YPFB (Cont.)

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 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 2024 Y 2023

NOTA 4 – 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 2024 y 2023, asciende a Bs16.299.407 (ver Nota 9).

NOTA 5 – DISPONIBILIDADES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	<u>2024</u> <u>Bs</u>	<u>2023</u> <u>Bs</u>
Bancos Moneda Nacional	257.053.933	178.725.113
Bancos Moneda Extranjera	433.035.498	166.212.467
Caja Chica	<u>125.000</u>	<u>105.000</u>
Total	<u>690.214.431</u>	<u>345.042.580</u>

Mediante Resolución de Directorio N° 006/2023, vigente a partir del 4 de enero de 2023, 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.

NOTA 6 – INVERSIONES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	<u>2024</u> <u>Bs</u>	<u>2023</u> <u>Bs</u>
<u>Corriente:</u>		
Depósitos a plazo fijo		
- Bancos Moneda Nacional	a) 318.042.275	358.622.500
- Bancos Moneda Extranjera	a) 629.412.563	939.600.000
Notas de Crédito Fiscal	<u>966.857</u>	<u>31.648.047</u>
Total	<u>948.421.695</u>	<u>1.329.870.547</u>

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 6 – INVERSIONES (Cont.)

	2024 Bs	2023 Bs
<i>No corriente:</i>		
Inversiones en sociedades	b) 193.634.870	176.870.392
Otras inversiones	522.000	522.000
Total	<u>194.156.870</u>	<u>177.392.392</u>

- a) Al 31 de marzo de 2024 y 2023, los depósitos a plazo fijo constituidos por el importe de Bs98.042.275 y Bs32.558.597, 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 Bs849.412.563 y Bs1.265.663.903, 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 2024 y 2023, el saldo de la cuenta inversiones en sociedades consiste en el Valor Patrimonial Proporcional de:

	2024		2023	
	Participación %	Saldo Bs	Participación %	Saldo Bs
- Flamagas S.A. (en liquidación) – Inversión efectuada en fecha 15 de febrero de 2008 (i)	99,00	46.921.017	99,00	45.597.098
- Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Buló Buló S.A. -CECBB S.A.) – inversión efectuada en fecha 31 de mayo de 2003 (ii)	99,99	146.713.853	99,99	131.273.294
Total		<u>193.634.870</u>		<u>176.870.392</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 2024 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). Asimismo, Al 31 de marzo de 2024, Flamagas S.A. (en liquidación) mantiene con YPFB activos disponibles para la venta por Bs10.164.115 y otras cuentas por cobrar por Bs6.040.
- (ii) Al 31 de diciembre de 2023 la subsidiaria Chaco Energías S.A. registró un ajuste de corrección del valor de sus activos fijos por deterioro del valor recuperable, que impactó en una disminución del valor de sus activos fijos en Bs191.041.410 (Bs191.022.316 registrado en YPFB Chaco S.A.) con efecto en resultados acumulados. En su análisis de deterioro, Chaco Energías S.A. consideró un informe técnico de avalúo realizado por un perito técnico de fecha 27 de febrero de 2024 como valor de realización. El auditor externo de Chaco Energías S.A. emitió una opinión sin salvedades. La administración de Chaco Energías S.A. se encuentra analizando opciones más concretas de mercado y regulatorias que demuestren la posibilidad de disposición de la/las unidades generadoras de electricidad, para confirmar de esta manera la suficiencia del ajuste practicado. Los resultados de esta revisión y complementación, en caso de que impliquen un cambio en el ajuste realizado de deterioro de activos, será contabilizada en la gestión en la cual se conozca o ejecute la disposición de los activos por parte de esta subsidiaria.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 6 – INVERSIONES (Cont.)

Las acciones y el plan estratégico de continuidad de negocio de Chaco Energías S.A., continua en curso, buscando i) generar nuevos mercados a mediano y largo plazo para la continuidad operativa de la Planta Termoeléctrica; objetivo 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.

Por la aplicación del método de valor patrimonial proporcional, el ajuste practicado por nuestra subsidiaria ha impactado en una disminución del valor de la inversión no corriente que registra YPFB Chaco S.A. por su participación.

NOTA 7 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

		2024 Bs	2023 Bs
<i>Corriente:</i>			
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	(a)	532.637.365	954.994.418
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores	(b)	39.060.507	31.538.937
Total		571.697.872	986.533.355
<i>No Corriente:</i>			
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	(a)	145.181.722	145.181.764
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		(130.685.534)	(130.685.534)
Total		145.181.722	145.181.764

- (a) El saldo por cobrar por Retribución al Titular (RT) al 31 de marzo de 2024, por un total de Bs677.819.087 (2023: Bs1.100.176.182), está conformado por saldos facturados por Bs449.449.115 (2023: Bs849.020.818) e importes devengados por facturar por Bs228.369.972 (2023: Bs251.155.364), en espera de la información necesaria para proceder con su facturación (últimos dos meses de cada periodo fiscal y otras estimaciones).

Los saldos por cobrar por RT expuestos en la porción no corriente se encuentran pendientes de conciliación con YPFB, tal como se señala en la Nota 4.

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 YPFB 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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 7 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES (Cont.)

En el año 2014, YPFB 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 YPFB 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 YPFB, debido principalmente a la no consideración / inclusión de las Notas de Entrega de Gas Natural al Mercado Interno, realizada por YPFB 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 Financial), 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, YPFB 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 YPFB 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 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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 7 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES (Cont.)

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 adelante 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 prever 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 Bs39.060.507, corresponde a los incentivos del periodo abril 2023 a marzo 2024.

- (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 previsionadas.

NOTA 8 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A CORTO PLAZO

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 8 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A CORTO PLAZO (Cont.)

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Saldos a favor por regalías y participaciones	8.017.086	8.017.086
Gastos pagados por anticipado	23.562.621	31.200.879
Cuentas por cobrar por contratos de riesgo compartido	105.249.384	48.958.284
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas (b)	4.165.676	18.485.525
Cuentas por cobrar servicios de O&M Planta La Vertiente (a)	27.720.260	14.562.161
Anticipo a proveedores	10.907.616	16.569.706
Otros anticipos y adelantos	305.101	177.818
Otras cuentas por cobrar	43.606.883	42.751.906
(-) Previsión para incobrables	<u>(1.750.669)</u>	<u>(1.750.669)</u>
Total	<u>221.783.958</u>	<u>178.972.696</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 26.c. y 26.d.).

(b) Saldo de corto plazo correspondiente a la cuenta por cobrar a Chaco Energías S.A.

NOTA 9 – INVENTARIOS

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
<u>Corriente:</u>		
Petróleo crudo y GLP (ver Nota 4.5)	<u>6.073.569</u>	<u>6.286.528</u>
<u>No Corriente:</u>		
Materiales controlables (*)	227.635.731	239.054.168
Materiales no controlables (*)	10.486.955	12.363.495
Line Pack (Ver Nota 4.5)	16.299.407	16.299.407
(-) Provisión para desvalorización de materiales	<u>-</u>	<u>(4.829.351)</u>
Total	<u>254.422.093</u>	<u>262.887.719</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 10 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO

Al 31 de marzo de 2024 y 2023, el saldo de esta cuenta que asciende a Bs467.543.513 y Bs477.600.713, respectivamente, se encuentra conformado por dos préstamos a favor de la subsidiaria Chaco Energías S.A. (antes Compañía Eléctrica Central Buló Buló S.A.); uno de ellos fue otorgado por YPFB Chaco S.A. en el mes de

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 10 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Cont.)

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 Buló Buló 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 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 11 – OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

		<u>2024</u>	<u>2023</u>
		<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Fideicomiso para abandono de campos	(a)	500.353.025	362.898.610
Otros activos no corrientes	(b)	<u>12.516.696</u>	<u>12.515.955</u>
Total		<u>512.869.721</u>	<u>375.414.565</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 4.5, 26.a.1 y 26.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 2024 y 2023, se incluyen Bs3.195.001 equivalentes a US\$ 459.052, 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 2024 y 2023, se encuentra pendiente de conciliación con el Socio Operador (Ver Nota 26.b.9).

NOTA 12 – ACTIVO FIJO

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 12 – ACTIVO FIJO (Cont.)

	2024			2023
		<u>Depreciación y provisión de deterioro acumulado</u>		
	<u>Valor origen</u>		<u>Valor neto</u>	<u>Valor neto</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Terrenos	9.811.156	-	9.811.156	9.811.156
Edificios	187.473.729	(174.339.548)	13.134.181	15.194.090
Plantas y equipos de procesamiento (b)	5.448.024.176	(4.890.862.818)	557.161.358	696.328.287
Inversión en pozos (b)	14.286.945.753	(12.273.380.891)	2.013.564.862	2.343.776.411
Líneas y equipos de campo (b)	2.018.034.596	(1.599.227.497)	418.807.099	415.860.175
Concesiones - Planta de compresión Río Grande y Ducto menor Carrasco-Bulo Bulo (b)	273.629.800	(226.860.591)	46.769.209	48.742.079
Otros activos fijos	370.452.662	(345.028.362)	25.424.300	20.149.534
Proyectos en curso (a)				
- Desarrollo y Otros	265.514.123	-	265.514.123	218.422.448
- Exploratorios	661.999.208	-	661.999.208	808.167.639
Saldos al 31 de marzo de 2024	<u>23.521.885.203</u>	<u>(19.509.699.707)</u>	<u>4.012.185.496</u>	<u>4.576.451.819</u>
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>

La depreciación del ejercicio y la amortización de la reserva para desmantelamiento, restauración y abandono al 31 de marzo de 2024 y 2023 ascienden a Bs714.179.248 y Bs700.325.196, 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 3.f. 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.

El total de los castigos de las inversiones realizadas en pozos exploratorios al 31 de marzo de 2024 ascienden a Bs581.584.216. 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 asociados al proyecto.

Los gastos de exploración asociados a dichas inversiones ascienden a Bs60.449.553 y Bs156.131.063 respectivamente, los cuales fueron contabilizados contra cuenta de resultados (ver nota 20).

La inversión exploratoria acumulada en proyectos en curso al 31 de marzo de 2024 y 2023 asciende a Bs661.999.208 y Bs808.167.639 respectivamente, asimismo la inversión acumulada en proyectos de desarrollo y otros en curso al 31 de marzo de 2024 y 2023, alcanzó a Bs265.514.123 y Bs218.422.448 respectivamente.

- (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 3.g), 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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 12 – ACTIVO FIJO (Cont.)

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 2024, se registró un ajuste por deterioro de Bs43.987.200 que afectó el valor neto de los activos mostrados a continuación y el estado de ganancias y pérdidas de la gestión. Al 31 de marzo de 2023 no fue necesario registrar ningún ajuste.

	<u>Del periodo</u> <u>2024</u> <u>Bs</u>	<u>Acumulada</u> <u>2024</u> <u>Bs</u>
Planta y equipos de procesamiento	19.632.409	544.549.117
Inversión en pozos	12.857.572	989.289.408
Líneas y equipos de campo	11.497.219	127.720.826
Concesiones	-	77.743.200
Total previsión para deterioro de activos	<u>43.987.200</u>	<u>1.739.302.551</u>

Al 31 de marzo de 2024 el importe acumulado de ajuste por deterioro alcanza al importe de Bs1.739.302.551.

NOTA 13 – CUENTAS POR PAGAR

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	<u>2024</u> <u>Bs</u>	<u>2023</u> <u>Bs</u>
Cuentas por pagar comerciales	(a) 64.167.208	79.892.344
Provisiones estimadas	(b) <u>190.326.545</u>	<u>201.824.487</u>
Total	<u>254.493.753</u>	<u>281.716.831</u>

- (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 14 – DEUDAS FISCALES Y SOCIALES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	<u>2024</u> <u>Bs</u>	<u>2023</u> <u>Bs</u>
IVA débito fiscal	23.239.619	27.666.310
Impuesto a las transacciones	12.090.667	12.251.702
Aportes a la seguridad social	2.141.891	2.115.013
Beneficios sociales y otros	<u>11.854.873</u>	<u>18.856.247</u>
Total	<u>49.327.050</u>	<u>60.889.272</u>

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 15 – OTRAS CUENTAS POR PAGAR

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Cuentas por pagar - empresas relacionadas YPFB	9.774.771	9.774.771
Retenciones a proveedores	2.060.973	2.013.213
Take or pay	2.902.707	387.543
Otras cuentas por pagar	12.535.539	16.697.831
Total	<u>27.273.990</u>	<u>28.873.358</u>

NOTA 16 – CAPITAL PAGADO

El capital autorizado de la Sociedad es de Bs3.219.864.000. El capital suscrito y pagado al 31 de marzo de 2024 y 2023 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 2024 y 2023 asciende a Bs440,86 y Bs504,71, respectivamente.

NOTA 17 – RESERVAS Y OTRAS CUENTAS DEL PATRIMONIO NETO

17.a. Ajuste de capital

El saldo de esta cuenta que al 31 de marzo de 2024 y 2023, 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, 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.

17.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 2024 y 2023, 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”.

17.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 2024 y 2023, el saldo de esta reserva asciende a Bs342.431.702 y Bs326.039.874, respectivamente.

17.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. Al 31 de marzo de 2024 y 2023 el importe de dicha reserva alcanza la suma de Bs828.777.146 y Bs743.062.339, respectivamente.

YPFB CHACO S.A.**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023****NOTA 17 – RESERVAS Y OTRAS CUENTAS DEL PATRIMONIO NETO (Cont.)****17.e. Ajuste global del patrimonio**

El saldo de esta cuenta, que al 31 de marzo de 2024 y 2023, asciende a Bs459.370.716, pasa a formar parte de las cuentas de reservas del Estado de Evolución del Patrimonio Neto.

17.f. Ajuste de reservas patrimoniales

Al 31 de marzo de 2024 y 2023, el saldo de esta cuenta asciende a Bs1.965.271.023, 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.

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 del patrimonio se registraban 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, se establece la suspensión del 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 18 – OTROS INGRESOS NETOS OPERATIVOS

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	2024 Bs	2023 Bs
Ingresos netos de la Planta de Compresión Río Grande – Participación 20%	8.444.005	8.226.380
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores	31.434.765	41.586.735
Ingresos netos operativos por servicios de O&M	3.022.830	996.080
Otros servicios de perforación netos (a)	9.573.852	-
Otros ingresos netos (b)	42.518.376	26.071.892
Total	94.993.828	76.881.087

(a) El saldo al 31 de marzo de 2024 y 2023, incluye principalmente los ingresos por servicios prestados a YPFB por la perforación del Bloque Charagua.

(b) El saldo al 31 de marzo de 2024 y 2023, incluye principalmente los ingresos por el procesamiento de gas de Campos de terceros en las Plantas Vuelta Grande y Carrasco y venta extraordinaria de Turbina (overhaul).

NOTA 19 – GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	2024 Bs	2023 Bs
Gastos generales y administrativos (antes de asignaciones)	128.116.542	132.128.069
Gastos generales asignados a exploración	(6.118.738)	(8.579.024)
Gastos generales asignados a inversión de capital	(33.824.770)	(37.577.857)
Total	88.173.034	85.971.188

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 19 – GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS (Cont.)

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 20 – GASTOS DE EXPLORACIÓN

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

	2024 Bs	2023 Bs
Área San Miguel	40.659	2.348.986
Colorado (COL-X10)	2.183.187	2.728.262
Área Iñiguazu	(79.969)	788.345
Área Aguaragüe Centro (b)	-	129.319.197
Área Itacaray (a)	32.247.245	-
Otros gastos exploratorios (b)	26.058.431	20.946.274
Total	60.449.553	156.131.064

- (a) Corresponde a gastos exploratorios incurridos en el área Itacaray, registrados en resultados luego de la definición técnica de devolución del área por los resultados negativos de la perforación exploratoria.
- (b) El 12 de abril de 2023, el pozo Aguaragüe Centro X1 (AGC-X1) fue puesto en producción regular. 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 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 Aguaragüe Centro continuarán siendo drenados por los pozos del campo Los Monos. Considerando la actualización de la reserva y los pronósticos de producción del campo Aguaragüe Centro, la inversión activada al 31 de marzo de 2023 para esta área fue ajustada a resultados en aplicación de la política contable descrita en la Nota 3.g. y lo señalado en la Nota 12.a.

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 2024 y 2023, Bs30.420.071 y Bs132.314.568, respectivamente, no han generado movimiento de fondos operativos durante los respectivos ejercicios.

NOTA 21 – CASTIGO DE INVERSIÓN EN POZOS EXPLORATORIOS NO EXITOSOS

Al 31 de marzo de 2024, el importe incluye el castigo de los costos de perforación del pozo exploratorio no exitoso Itacaray- X1 y sus distintos Sidetracks por Bs581.263.432 y el castigo de costos remanentes de otros proyectos exploratorios por Bs320.784.

Al 31 de marzo de 2023, se hicieron recupero de castigos en exceso por Bs2.215.420.

NOTA 22 – OTROS INGRESOS / (EGRESOS)

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 22 – OTROS INGRESOS / (EGRESOS) (Cont.)

		<u>2024</u>	<u>2023</u>
		<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
UTE no ejecutadas - comprometidas por fase exploratoria	(a)	7.007.206	(42.709.335)
Otros (egresos) ingresos extraordinarios	(b)	-	583.131
Total		<u>7.007.206</u>	<u>(42.126.204)</u>

- (a) Corresponde a la (provisión)/reversión 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.

NOTA 23 - POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Al 31 de marzo 2024 y 2023, la posición en moneda extranjera de la Sociedad es la siguiente:

	<u>2024</u>		<u>2023</u>	
	<u>Bs</u>	<u>US\$</u>	<u>Bs</u>	<u>US\$</u>
Activo				
Disponibilidades	433.035.498	62.217.744	166.212.466	23.881.101
Inversiones	947.454.838	136.128.569	939.600.000	135.000.000
Cuentas por cobrar comerciales a corto plazo	571.697.872	82.140.499	986.533.355	141.743.298
Otras cuentas por cobrar a corto plazo	95.808.901	13.765.647	68.531.016	9.846.410
Cuentas por cobrar comerciales a largo plazo	145.181.722	20.859.443	145.181.764	20.859.449
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	467.543.513	67.175.792	477.600.713	68.620.792
Otros activos no corrientes	500.353.025	71.889.802	362.898.610	52.140.605
Posición activa	<u>3.161.075.369</u>	<u>454.177.496</u>	<u>3.146.557.924</u>	<u>452.091.655</u>
Pasivo				
Cuentas por pagar	254.301.334	36.537.548	273.082.094	39.235.933
Otras cuentas por pagar	27.273.990	3.918.677	28.873.358	4.148.471
Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono	685.383.882	98.474.696	620.370.433	89.133.683
Posición pasiva	<u>966.959.206</u>	<u>138.930.921</u>	<u>922.325.885</u>	<u>132.518.087</u>
Posición neta activa	<u>2.194.116.163</u>	<u>315.246.575</u>	<u>2.224.232.039</u>	<u>319.573.568</u>

NOTA 24 – CUENTAS CON EMPRESAS RELACIONADAS

La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y 2023, es la siguiente:

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 24 – CUENTAS CON EMPRESAS RELACIONADAS (Cont.)

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Cuentas por cobrar:		
Retribución al Titular – YPFB – Nota 7	716.879.594	1.131.715.119
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores – YPFB – Nota 7	123.096.808	123.096.808
(-) Previsión para incobrables – Nota 7	(123.096.808)	(123.096.808)
Saldo por cobrar anterior al 1ro de mayo de 2007 – YPFB - Nota 7	2.760.048	2.760.048
(-) Previsión para incobrables – Nota 7	(2.760.048)	(2.760.048)
Cuentas por cobrar a Compañías relacionadas – Nota 8	4.165.676	18.485.525
Servicios de O&M - YPFB - Nota 8	27.720.260	14.562.161
Total cuentas por cobrar a empresas relacionadas	<u>748.765.530</u>	<u>1.164.762.805</u>
Cuentas por pagar:		
Empresas relacionadas – YPFB – Nota 15	9.774.771	9.774.771
Take or pay – YPFB – Nota 15	2.902.707	387.543
Total cuentas por pagar a empresas relacionadas	<u>12.677.478</u>	<u>10.162.314</u>
Ingresos:		
Ingresos por Retribución al Titular – YPFB	1.087.335.545	1.459.396.292
Total ingresos obtenidos de empresas relacionadas	<u>1.087.335.545</u>	<u>1.459.396.292</u>
Otros ingresos (gastos):		
Materiales y suministros – YPFB	-	(217.751)
Patentes – YPFB	(20.098.698)	(18.273.353)
Participaciones en las regalías – YPFB	(19.982.970)	(47.725.395)
Pérdidas en ductos	82.130	210.613
Ingresos netos operativos servicios de O&M – YPFB - Nota 18	3.022.830	996.080
Otros servicios de perforación netos - Nota 18	9.573.852	-
UTE no ejecutadas – comprometidas por fase exploratoria – YPFB – Nota 22	7.007.206	(42.709.335)
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores – YPFB – Nota 18	31.434.765	41.586.735
Total otros ingresos (gastos) netos de empresas relacionadas	<u>11.039.115</u>	<u>(66.132.406)</u>

NOTA 25 – ASPECTOS IMPOSITIVOS

25.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.

25.b. Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Diferido

Al 31 de marzo de 2024 y 2023, el impuesto diferido activo por Bs122.585.231 y Bs95.124.175, respectivamente, surge de aplicar la tasa del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas del 25% sobre: i) la pérdida impositiva que se estima utilizar a dichas fechas, y ii) la diferencia entre las tasas de depreciación contable e impositiva de los activos.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 25 – ASPECTOS IMPOSITIVOS (Cont.)

25.b. Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Diferido (Cont.)

Al 31 de marzo de 2024 y 2023 se registró en el Estado de Ganancias y Pérdidas, utilidades y pérdidas netas por Bs27.461.057 y Bs12.741.889, respectivamente, en concepto de Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas diferido.

25.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 la Sociedad ha determinado utilidad tributaria, misma que fue compensada con las pérdidas tributarias acumuladas a ese corte. Al 31 de marzo de 2024 la Sociedad no presenta utilidad tributaria.

NOTA 26 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD

26.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:

- 26.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 Bulobulo; 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%.
- 26.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%.
- 26.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.
- 26.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 Energías EP Bolivie (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,

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 26 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)

en fecha 1º de octubre de 2010, YPFB, Total Energías EP Bolivie (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.

- 26.a.5** Contratos de Operación Aquío e Ipati. En fecha 21 de octubre de 2014, YPFB Chaco S.A. firmó dos Acuerdos de Cesión con la empresa Total Energías EP Bolivie (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 Aquío e Ipati. Con objeto de perfeccionar la cesión, en fecha 3 de noviembre de 2015,

YPFB, Total Energías EP Bolivie (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 Aquío 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 Energías EP Bolivie (Sucursal Bolivia).

26.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:

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

- 26.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 de los pozos 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 de la autoridad competente.

En la gestión 2022 se procedió al abandono técnico del pozo y restauración de la planchada, ejecutándose el Plan de Cierre y Abandono aprobado en la Licencia Ambiental, actividades que concluyeron en octubre de 2022.

En la gestión 2023 se realizó trabajos de mantenimiento en el área del proyecto, y en cumplimiento al artículo 16 del Reglamento Ambiental para el Sector Hidrocarburos (RASH), se procedió a gestionar la Conformidad de Cierre. En fecha 28 de diciembre de 2023, la Autoridad Ambiental Competente Nacional emitió la Conformidad de Abandono y Cierre de la AOP Perforación de los pozos SMG-X2, SMG-X3, SMG-X1, SMG-4 y SMG-5.

Respecto al Área exploratoria San Miguel, mediante carta CITE: YPFB/PRS/VPACF-0867 GATC-1203 DEEA-632/2023 de fecha 29 de diciembre de 2023, el presidente ejecutivo de YPFB aprueba la Devolución Total del Área San Miguel y consiguiente terminación del CSP a partir del 31 de diciembre de 2023.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 26 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)

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

26.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:

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

El 12 de abril de 2023, el pozo Aguarague Centro X1 (AGC-X1) fue puesto en producción regular. 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 mismo. No obstante, debido a 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 (Ver Nota 18).

26.b.5 Área Itacaray, aprobado mediante Ley N° 958 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).

En fecha 12 de diciembre de 2022 inició la fase 3 del periodo inicial de Exploración de esta área.

YPFB Chaco S.A. desarrollo trabajos de interpretación geológica y geofísica en esta área con el objetivo de evaluar su potencial hidrocarburífero, como resultado de este trabajo el pozo ITY-X1 inició operaciones de perforación el 23 de mayo del 2021 y alcanzó el objetivo Huamampampa en bloque alto. En la gestión 2022, se continuó perforando el pozo ITY-X1 no obstante se requirió un primer y segundo Side Track con el fin de mejorar la posición estructural del pozo. A finales de la gestión 2022 se llegó a perforar hasta el nivel de la Formación Los Monos.

Durante la gestión 2023 se terminó de perforar a 6.520 metros. Posteriormente luego de evaluar el reservorio a través efectuó pruebas en HMP BA Tramo 2.380,5-2.393 m. el resultado fue negativo. Luego se procedió a abandonar esta zona con tapón de cemento y se probó la formación Iquiri BA (Tramo 1.446-1.454 m) con resultado también negativo. Posteriormente se efectuó el abandono del pozo terminando operaciones en fecha 27 de julio 2023. Al 31 de marzo de 2024 y después de la evaluación técnica correspondiente, se están iniciando las gestiones para formalizar la devolución del área Itacaray.

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:

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 26 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)

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

26.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 “Tariquía 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 Tariquía.

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 comenzó la movilización del equipo de perforación. Durante la gestión 2023 se inició operaciones de perforación el 25-03-2023 y para el cierre de esa gestión se continuó perforando el agujero de 12.1/4" en 4.059m.

Al 31 de marzo de 2024 y como efecto del aprisionamiento de la herramienta de perforación, se corrieron los registros que permitieron actualizar el modelo geológico de la estructura de Astillero. En ese sentido se está evaluando un nuevo modelo geológico que permita alcanzar una profundidad de 6200m para calificar el potencial hidrocarburífero de esta área. Por esta razón, mediante carta de 23 de febrero de 2024, YPFB aprueba la propuesta de abandono temporal del pozo AST-X1 e informa que realizará el seguimiento correspondiente.

26.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 cual a la fecha aún se mantiene en vigencia, por lo cual no se realizaron actividades en el área operativa.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 26 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)

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

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:

26.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 de 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 26.a. Adicionalmente, se resaltan las exigencias de ejecución de actividad exploratoria que requieren estos Contratos por encontrarse en etapa de exploración.

26.b.9 Área Charagua, mediante Ley N°1376 de fecha 25 de mayo de 2021 se aprueba la modificación al Contrato de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación en el área Charagua, cediendo en favor de YPFB el 40% de la participación y manteniendo en favor del operador del contrato YPF Exploración & Producción de Hidrocarburos de Bolivia S.A. (YPF E&P) el 60% restante. Esta modificación entró en vigor a partir del 16 de agosto de 2021 fecha en que se protocolizó el referido Contrato de Servicios Petroleros.

Considerando los resultados obtenidos de las actividades de Reprocesamiento e Interpretación de las sísmica 3D (Servicio Externo), en fecha 30 de septiembre de 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. Durante los meses de enero a mayo 2023, culminó la negociación del Contrato del Servicio Integrado Pozo CHA-X1 para prestar el servicio de perforación del pozo, suscribiendo YPFB Chaco S.A. el contrato de perforación en fecha el 31 de julio 2023. Al 31 de marzo de 2024 se está en proceso de construcción de la planchada.

26.c. 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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 26 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)

26.d. 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 con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2023. En fecha 29 de diciembre de 2023 se suscribe un contrato modificatorio N° 2 ampliando la vigencia del servicio de O&M que se presta a YPFB, hasta el 30 de junio de 2024.

NOTA 27 – PRINCIPALES RECLAMOS Y LITIGIOS

Al 31 de marzo de 2024 y 2023, existían las siguientes reclamaciones y litigios:

27.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.

27.b. Litigios

27.b.1 Litigios Laborales

Acorde a la política de pasivos contingentes de la Sociedad, al 31 de marzo de 2024 y 2023, se provisionó Bs300.425, para cubrir posibles contingencias laborales con calificación de probable, de acuerdo a lo descrito en la nota 3.m. Asimismo, existen otros procesos laborales interpuestos por ex-funcionarios de la empresa al 31 de marzo de 2024 y 2023 por un importe de Bs2.525.933, procesos que de acuerdo al criterio del asesor legal de la Sociedad tienen la calificación de ocurrencia posible.

27.b.2 Litigios Penales, Arbitrales y Administrativos

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 2024 el proceso judicial fue radicado en el Juzgado de Sentencia Penal 1° de Montero, y ha merecido declaración de prescripción, resolución que fue ratificada en apelación, que de acuerdo con el 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”.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 27 – PRINCIPALES RECLAMOS Y LITIGIOS (Cont.)

27.b. Litigios (Cont.)

27.b.2 Litigios Penales, Arbitrales y Administrativos (Cont.)

En fecha 23 de febrero de 2024, YPFB Chaco S.A. fue notificada con la demanda arbitral iniciada por CIS Bolivia S.R.L. por un importe de US\$ 223.815.-, correspondiente a servicios prestados. El referido proceso arbitral al 31.03.2024 se encuentra en fase probatoria. Conforme al criterio de asesor legal de la compañía dicho proceso arbitral, tiene la calificación de ocurrencia posible.

Al 31 de marzo de 2024, 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 28 – MARCO LEGAL VIGENTE

En fecha 26 de diciembre de 2013, fue promulgada la Ley N° 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.

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 parágrafo 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 Buló Buló 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.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 29 – 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.).

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, 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 2024, el Banco Central de Bolivia continúa gestionando la firma del Contrato de Cierre Operativo y Contable del Fideicomiso con las partes.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2024 Y 2023

NOTA 30 - CUENTAS DE ORDEN

El saldo de las cuentas de orden al 31 de marzo de 2024 y 2023 ascienden a Bs91.840.881 y Bs103.344.622, 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 31 SERVICIOS DE AUDITORIA Y NO AUDITORIA

De acuerdo con el requerimiento del Código Internacional de Ética (IESBA por sus siglas en inglés) de la Federación Internacional de Contadores Públicos (IFAC por sus siglas en inglés), la Sociedad informa que los honorarios correspondientes a los servicios de auditores y no auditores prestados por el auditor externo a la Sociedad al 31 de marzo de 2024, ascienden a Bs434.610.

NOTA 32 - HECHOS POSTERIORES

Entre el 31 de marzo de 2024 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



Jhonny Huarani Yana
Jefe de Contabilidad, Tesorería y Cuentas por Cobrar
Mat. Prof N° 10163



06

INFORME DEL SÍNDICO





Informe del Síndico

Síndico

Santa Cruz de la Sierra, junio de 2024

Señores:

ACCIONISTAS DE YPFB CHACO S.A.

Presentes. -



REF.: INFORME DEL SINDICO

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, que establecen 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. Habiéndome designado Síndico de la sociedad por la Junta General Ordinaria de Accionistas en fecha 15 de julio de 2022, y ratificado en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 23 de junio de 2023 he participado con derecho a voz en las Reuniones de Directorio celebradas en el periodo posterior a la referida ratificación hasta el cierre del ejercicio concluido al 31 de marzo de 2024, habiendo tomando conocimiento de las decisiones adoptadas en las referidas reuniones por el Directorio de la Sociedad, en el marco de la normativa legal aplicable.
2. Con respecto a las Fianzas, instrumento legal exigido para garantizar las responsabilidades emergentes del desempeño de los cargos de Directores y Síndicos, tengo a bien informar que las mismas se encuentran debidamente constituidas a la fecha de conformidad a lo establecido en la normativa aplicable. En ese sentido, correspondería a la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobar la constitución y condiciones de Fianzas 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 concluido al 31 de marzo de 2024 que incluyen el Balance General, Estado de Ganancias y Pérdidas, 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.

En términos de resultados la Sociedad ha presentado al cierre de la gestión una pérdida por valor de Bs525.390.600, explicada principalmente por el castigo de la inversión exploratoria no exitosa del área Itacaray, así como del ajuste asociado al deterioro de activos por desvalorización del contrato Ipati.

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 parametros 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. Al respecto, cumpla con informar que la empresa de auditoría externa referida ha emitido un dictamen con dos salvedades, mismas que se explican a continuación:
 - 4.1. La primera salvedad relacionada a la valuación de los activos de la empresa Chaco Energías S.A. que afecta la cuenta de inversiones no corrientes y la cuenta por cobrar con dicha subsidiaria dentro de los estados financieros de YPFB Chaco S.A., ha merecido la siguiente opinión de parte de los auditores externos “... *debido a lo descrito no hemos podido obtener evidencia suficiente y adecuada, a través de otros procedimientos de auditoría, sobre si la inversión y la cuenta por cobrar con Chaco Energías registradas por la Sociedad al 31 de marzo de 2024 se encuentran valuadas correctamente y si el ajuste registrado contra el patrimonio neto es adecuado o si dicho ajuste debió ser registrado contra el resultado de la gestión, y por consiguiente, no hemos podido determinar si estos importes deben ser ajustados.*”
 - 4.2. La segunda salvedad originada en la discrepancia sobre la tasa de descuento empleada por la sociedad para el deterioro de activos, la

misma que a criterio de los auditores externos tendría que considerar la tasa de mercado aplicable según la normativa contable, con una afectación neta negativa para la Sociedad de Bs.86.625.000, resultante de la pérdida por deterioro de activos de Bs115.500.000 y el incremento del ingreso por impuestos diferidos de Bs 28.875.000.

Por otra parte, el dictámen presenta párrafos de énfasis referidos principalmente a las conciliaciones pendientes de anteriores ejercicios de la sociedad con YPFB, que surgen a partir de los derechos y obligaciones originados en los Contratos de Operación, cabe señalar al respecto, que el trabajo de conciliación se encuentra en proceso.

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 Sociedad relativos a 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 S.A.



Chaco S.A.

Coordinación General
Gerencia Administración y Finanzas
Unidad de Comunicación de YPFB Chaco 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