



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

MINISTERIO DE  
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS

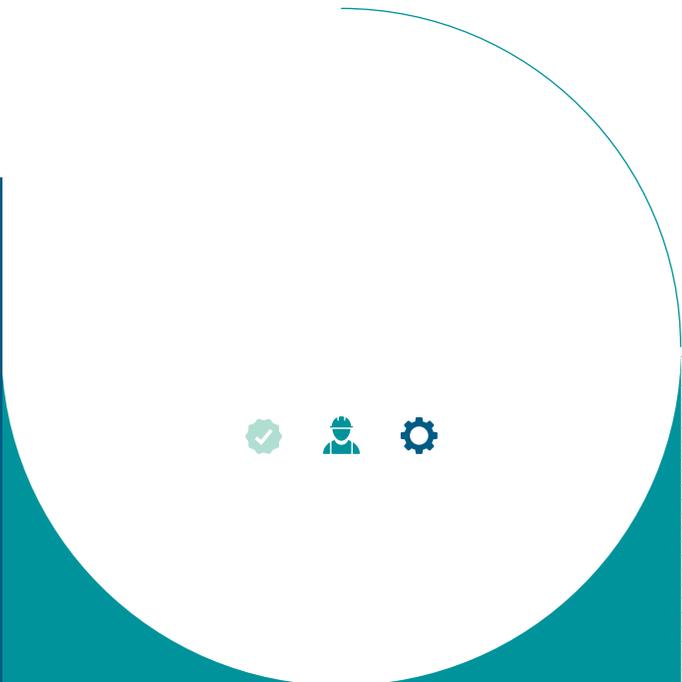
# Memoria Anual 2024-2025



## Misión



Explorar y producir hidrocarburos de manera eficiente y rentable, creando valor en un marco de responsabilidad social empresarial y respeto al medio ambiente, contribuyendo al fortalecimiento del sector y al desarrollo sustentable del país.



## Valores



Responsabilidad  
Compromiso  
Liderazgo  
Integridad  
Transparencia

## Visión



Ser una empresa de excelencia con participación estatal y privada, admirada y reconocida por su modelo exitoso de gestión, transformador de la industria petrolera del país.



# 2024-2025



# CONTENIDO



## 01

### Nuestra Compañía

- 6 Carta del Presidente Ejecutivo de YPFB
- 10 Carta del Gerente General de YPFB Andina S.A.
- 12 Aspectos Societarios Corporativos
- 15 Composición del Paquete Accionario
- 16 Directorio
- 18 Plantel Ejecutivo
- 20 Talento Humano

**Pag. 5**

## 02

### Resultados Financieros y Comerciales

- 26 Resultados Financieros
- 28 Ingresos Operativos
- 29 Composición del Resultado Acumulado
- 30 Costos Operativos
- 30 Cargas públicas (IDH, Regalías, Participaciones)
- 32 Inversiones
- 33 Producción

**Pag. 25**



## 03

### Actividades y Negocios de la Sociedad

- 38 Principales Proyectos Ejecutados en la Gestión
- Proyectos Exploratorios en Nuevas Áreas
- 85 Despacho
- 92 Áreas No Operadas
- 94 Otros Negocios
- Planta de Compresión JV

**Pag. 37**

# 04

## Sostenibilidad

- 102 Medio Ambiente y Responsabilidad Social Empresarial (RSE)
- 105 Seguridad y Salud

**Pag. 101**



# 05

## Estados Financieros

- 110 Informe del Auditor Independiente
- 113 Balance General
- 114 Estado de Resultados
- 115 Estado de Evolución del Patrimonio
- 116 Estado de Flujos de Efectivo
- 117 Notas a los Estados Financieros
- 145 Anexos
- 149 Informe de la Comisión Fiscalizadora

**Pag. 109**



## Índice

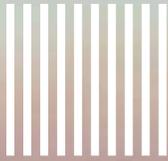
151 Gráficos, Cuadros y Figuras

## Abreviaturas

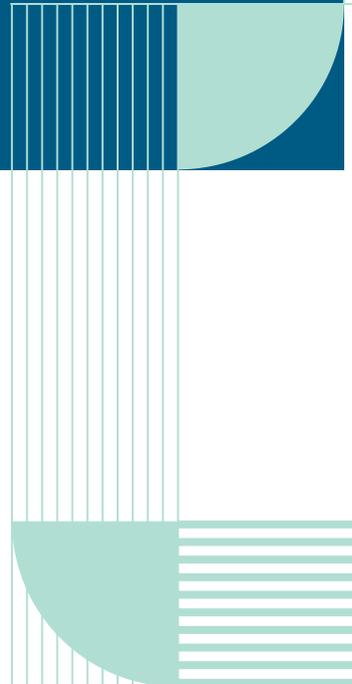
152 Abreviaturas y Siglas



Planta Ypacaní



# 01 Nuestra Compañía



## Carta del Presidente Ejecutivo de YPFB



El amor por Bolivia y el compromiso con nuestra gente nos impulsa a fortalecer la industria, a través de YPFB, la empresa de todos los bolivianos.

Armin Dorgathen Tapia, ingeniero en Petróleo y Gas Natural por la UPB, con maestrías en Ingeniería de Reservorios y Gerenciamiento de Proyectos en Francia, es Presidente Ejecutivo de YPFB desde diciembre de 2021.

YPFB es la empresa más importante del país, sin dudar lo debemos sentirnos orgullosos de nuestro capital humano, que tomando en cuenta el contexto nacional marcado por un bloqueo de créditos, especulación, contrabando, entre otros, hemos confirmado la capacidad operativa, reafirmando que estamos preparados para grandes retos, por lo que con nuestro esfuerzo y compromiso seguiremos trabajando para todos los bolivianos.

En los últimos meses hemos sido testigos de logros corporativos trascendentales, como la consolidación del Plan de Reactivación del Upstream (PRU) con proyecciones que nos permitirán aumentar los índices de recuperación en reservas que nos vuelvan a posicionar como un referente regional en la producción de gas durante los siguientes años, trabajando con 56 proyectos exploratorios.

A través del PRU, hemos fortalecido y recuperado información para agudizar la exploración en el Subandino sur (área tradicional) así como buscamos otros yacimientos para encaminar nuevas cuencas tanto en el Subandino Norte (área no tradicional) como en el Madre de Dios, que abarcan los departamentos de La Paz, Beni y Pando. No solo incursionamos en áreas no tradicionales también nos enfocamos en 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 trascendental resaltar que centrarse en las zonas no tradicionales es una oportunidad muy importante para consolidar una Segunda Era del Gas, con Mayaya Centro estamos seguros de lograrlo, tenemos nuestro esfuerzo y esperanza puestos en ello. Lo de Mayaya es un hallazgo espectacular, y no lo decimos nosotros, se encuentra entre los 10 mayores descubrimientos de petróleo y gas más importantes del mundo, de acuerdo a un ranking de S&P Global Commodity Insights.

Simultáneamente, no descuidamos el proceso de industrialización ni el agresivo plan de exploración que en la actualidad ya cuenta con resultados.

La industrialización es ícono de nuestra gestión, por lo que debemos hacer énfasis en uno de nuestros megaproyectos: la producción de biocombustible en nuestra consolidada Planta de Biodiésel I, ubicada en Palmasola en la ciudad de Santa Cruz, en la que nos encontramos produciendo biodiésel, reduciendo así, las importaciones de combustibles con un producto amigable para el medioambiente.

Nos encontramos trabajando sin tregua para poner en marcha la Planta de Biodiésel II y la HVO, las cuales además de ser una muestra más de la industrialización, son garantía de seguridad energética en el país, con el ahorro de divisas.

En este contexto, no hemos descuidado el compromiso social de YPFB, que está presente a través de nuestro proyecto Redes de Gas. El gas es de los bolivianos y para los bolivianos, y nuestra misión es acercarnos a la gente cumpliendo con el mandato de la Constitución Política del Estado (CPE), mejorando de esta manera la calidad de vida de los habitantes. Por ello, no dejamos de expandir las instalaciones de redes de gas domiciliario en todo el territorio nacional, que a la fecha logró consolidar 1.294.823 conexiones del servicio básico beneficiando a más de 4 millones de bolivianos.

Otro de nuestros proyectos estrella es la Planta de Amoniaco y Urea (PAU), que registró una producción acumulada de 525.574 toneladas métricas (TM) de urea granulada en el año 2024, cantidad que supera en 51,35% a la producción alcanzada en la gestión 2023. El complejo petroquímico de YPFB produce un fertilizante de alta calidad, producción que contribuye a la sustitución de importaciones en el país. .

Estamos haciendo las cosas con transparencia, de la mejor manera posible con todos los recursos que tenemos. Hemos hecho grandes proyectos para importar el combustible de forma más económica, por ejemplo, Arica, para nuestro equipo es un motivo de orgullo, el haber logrado duplicar la capacidad de ingreso de cisternas al país, reducir los costos e incrementar la capacidad de descarga por temas climáticos.

Finalmente, YPFB tiene el ferviente propósito de motivar a nuestra juventud mediante una estrategia de inserción laboral llevando adelante el programa Explorando Nuevos Talentos, mismo que fomenta la formación de jóvenes profesionales que no cuentan con experiencia laboral, pero sí con la actitud y responsabilidad para forjar una carrera profesional.

Tenemos muchos y grandes desafíos; el amor por Bolivia y el compromiso con nuestra gente nos impulsa a fortalecer a la industria, a través de la empresa de todos los bolivianos: YPFB.

Continuaremos trabajando sin tregua, junto a nuestras empresas subsidiarias, para garantizar el abastecimiento de diésel y gasolina en el país, mantener la subvención de los carburantes con el compromiso de encarar un manejo transparente de los recursos, con miras a producir nuestro propio combustible y continuar con la reducción de las importaciones.



Ing. Armin Ludwig Dorgathen Tapia  
Presidente Ejecutivo YPFB



Planta Yapacaní

# Carta del Gerente General de YPFB Andina S.A.



## Estimados Accionistas:

Tengo el honor de dirigirme a ustedes con el propósito de presentar los resultados del periodo comprendido entre abril de 2024 y marzo de 2025, documento que expone de manera transparente los principales resultados operativos, financieros y estratégicos alcanzados durante este tiempo, así como las perspectivas para el corto y mediano plazo.

En un contexto marcado por la volatilidad de los precios internacionales del crudo y por una creciente presión sobre los márgenes operativos, la Compañía ha priorizado la eficiencia técnica y financiera, consolidando su aporte al fortalecimiento del upstream. Durante esta gestión, mantuvimos niveles estables de producción en nuestros campos operados, optimizamos costos mediante la racionalización de procesos y avanzamos en proyectos clave de reacondicionamiento e intervención de pozos con resultados positivos en la productividad.



Implementamos mejoras en la planificación estratégica, control de gestión y análisis de riesgos, orientadas a fortalecer nuestra sostenibilidad operativa y financiera.

Raúl Giraud, geocientífico con experiencia en exploración de petróleo y gas a nivel mundial.

Trabajó en áreas complejas como fajas plegadas, ambientes transpresivos y transtensivos, diapirismo salino y *rifting*.

La evaluación de áreas exploratorias identificadas como prioritarias, destacando Vitiacua, Sauce Mayu, Ingre y Miraflores, nos permitió ampliar la presencia de la empresa en el sector energético nacional y consolidar su posición como actor clave en el mercado.

La firma de un Memorandum de Entendimiento en el área Lliquimuni nos abrió las puertas a participar del reciente descubrimiento de Mayaya, a través de una S.A.M. junto a YPFB y Fluxus.

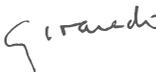
La perforación del pozo Iñau-X3D, al ser el primer proyecto exploratorio ejecutado bajo la modalidad de Contrato de Servicios Integrados con YPFB, representa un hito para la Compañía, ya que permite incorporar recursos y conocimientos especializados de terceros, optimizando la eficiencia operativa y mejorando la efectividad de las actividades exploratorias. Así mismo, la ejecución de sistemas de compresión y levantamiento artificial en campos clave como Yapacaní y Boquerón Norte, representan iniciativas que permitirán incrementar reservas, extender la vida útil de nuestros pozos y garantizar la continuidad operativa.

A nivel corporativo, implementamos mejoras en la planificación estratégica, control de gestión y análisis de riesgos, orientadas a fortalecer nuestra sostenibilidad operativa y financiera. Asimismo, profundizamos la coordinación técnica con YPFB Casa Matriz para garantizar una gestión alineada con los objetivos sectoriales y con el Estado.

Los desafíos estructurales del sector hidrocarburos nos exigen mantener una visión a largo plazo. En este marco, YPFB Andina S.A. reafirma su compromiso con la exploración, el desarrollo de reservas, la transición energética gradual y la incorporación de tecnologías que mejoren la recuperación secundaria y terciaria, al tiempo que preservamos estándares ambientales y de seguridad operativa.

En sostenibilidad, alcanzamos logros significativos. Consolidamos nuestro sistema de cálculo de emisiones GEI, avanzamos en remediación de pasivos ambientales y obtuvimos un Índice de Gestión Ambiental de alto cumplimiento. En responsabilidad social, ejecutamos 10 proyectos con 100% de avance físico y financiero en nuestras áreas de influencia. Asimismo, fuimos distinguidos con el Sello Oro como Empresa Comprometida con una Vida Libre de Violencia contra las Mujeres, siendo la única del sector hidrocarburos en lograrlo.

Estos resultados reafirman nuestro compromiso con una gestión técnica y eficiente. Agradecemos la confianza de nuestros accionistas y reiteramos nuestra voluntad de continuar fortaleciendo a YPFB Andina S.A. como actor clave en la seguridad energética y el desarrollo sostenible del país.

  
Raúl Eduardo Giraudo  
**Gerente General YPFB Andina S.A.**



## Aspectos Societarios Corporativos



Los Estatutos de YPFB Andina S.A. establecen que el Gobierno de la Sociedad corresponde a la Junta General de Accionistas, al Directorio y a los Ejecutivos, cuyas atribuciones, facultades y obligaciones se establecen en la Ley, los Estatutos y las resoluciones emitidas por dichos órganos, según corresponda. En tal sentido, YPFB Andina S.A. cuenta con los siguientes Órganos Sociales:

- La Junta General de Accionistas: Máximo Organismo que representa la voluntad social y tiene competencia exclusiva para tratar los asuntos previstos en la normativa comercial vigente y aquellos previstos en los Estatutos de la Sociedad.
- El Directorio: Máximo Órgano de Administración de la Sociedad, nombrado por la Junta General Ordinaria de Accionistas. El Directorio de la Sociedad se rige por los Estatutos Sociales y el Código de Comercio, siendo éste un órgano colegiado, lo que le permite tomar sus decisiones por deliberación. El Directorio ha delegado parte de sus funciones ejecutivas y de administración al Gerente General de la Sociedad.
- Alta Gerencia: Plantel Gerencial de YPFB Andina S.A. conformado por el Gerente General, los Gerentes de Área, Gerentes Sectoriales o instancias equivalentes.
- El Órgano de Fiscalización: conformado y a cargo de los Síndicos de la Sociedad, quienes al actuar de forma conjunta se constituyen en la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad.

Durante la gestión comprendida entre abril 2024 a marzo 2025, la Junta General de Accionistas y el Directorio se han reunido de conformidad a los plazos y formalidades establecidos en el Código de Comercio, Estatutos y normativa aplicable conexas, a efectos de considerar los asuntos de su competencia, coadyuvando de esta forma al normal funcionamiento de la Sociedad, según el siguiente detalle:



## Juntas Generales Ordinarias de Accionistas

2024	Junta General Ordinaria de Accionistas del 28 de junio de 2024
	Junta General Ordinaria de Accionistas del 18 de diciembre de 2024
	Junta General Ordinaria de Accionistas del 30 de diciembre de 2024

2025	Junta General Ordinaria de Accionistas del 08 de enero de 2025
------	--

## Conformación del Directorio

El Directorio de YPFB Andina S.A. estuvo compuesto por los siguientes miembros:

### Directores desde el 01 de abril al 27 de junio de 2024

Titular	Armin Ludwig Dorgathen Tapia	Suplente	Danny Ronald Roca Jimenez
Titular	Luis Fernando Vincenti Vargas	Suplente	Acéfalo
Titular	Sidney Enzo Michel Orellana	Suplente	Acéfalo
Titular	Miguel Angel Navia Vargas	Suplente	Acéfalo
Titular	Marcelo Jesús Luizaga Espada	Suplente	Acéfalo
Titular	Mariano Carlos Ferrari	Suplente	Leticia Adriana Dipinto-Cafiero Rabino
Titular	Mauricio Mariaca Álvarez	Suplente	Acéfalo

### Directores desde el 28 de junio de 2024 al 07 de enero de 2025

Titular	Armin Ludwig Dorgathen Tapia	Suplente	Danny Ronald Roca Jimenez
Titular	Luis Fernando Vincenti Vargas	Suplente	Acéfalo
Titular	Sidney Enzo Michel Orellana	Suplente	Acéfalo
Titular	Miguel Angel Navia Vargas	Suplente	Acéfalo
Titular	Marcelo Jesús Luizaga Espada	Suplente	Acéfalo
Titular	Mariano Carlos Ferrari	Suplente	Leticia Adriana Dipinto-Cafiero Rabino
Titular	Mauricio Mariaca Álvarez	Suplente	Julio Cesar Quevedo Moreira

### Directores desde el 08 de enero al 31 de marzo de 2025

Titular	Armin Ludwig Dorgathen Tapia	Suplente	Danny Ronald Roca Jimenez
Titular	Jaime Rodrigo Calderón Perez	Suplente	Acéfalo
Titular	Jorge Vidal Challapa Cardozo	Suplente	Acéfalo
Titular	Miguel Angel Navia Vargas	Suplente	Acéfalo
Titular	Marcelo Jesús Luizaga Espada	Suplente	Acéfalo
Titular	Mariano Carlos Ferrari	Suplente	Leticia Adriana Dipinto-Cafiero Rabino
Titular	Mauricio Mariaca Álvarez	Suplente	Julio Cesar Quevedo Moreira



## Reuniones de Directorio

Durante la gestión comprendida entre abril 2024 a marzo 2025 se realizaron 16 reuniones de Directorio.

### 2024

04 de abril  
25 de abril  
31 de mayo  
18 de junio  
26 de junio  
25 de julio  
19 de agosto  
30 de agosto  
26 de septiembre  
18 de noviembre  
05 de diciembre  
19 de diciembre  
30 de diciembre

### 2025

24 de enero  
28 de febrero  
28 de marzo



## Comisión Fiscalizadora

La Comisión Fiscalizadora de la Sociedad estuvo compuesta por los siguientes Síndicos:

### Síndicos desde el 01 de abril de 2024 al 07 de enero de 2025

Síndico Titular	Shirley Pamela Anaya Córdova	Síndico Suplente	Aníbal Jerez Lezana
Síndico Titular	José Rodolfo Mercado Ramirez	Síndico Suplente	Manuel Segundo Llanos Menares

### Síndicos desde el 08 de enero de 2025 al 31 de marzo de 2025

Síndico Titular	Wilman Yabeta Viera	Síndico Suplente	Acéfalo
Síndico Titular	José Rodolfo Mercado Ramirez	Síndico Suplente	Manuel Segundo Llanos Menares



## Composición del Paquete Accionario



Durante la gestión comprendida entre abril 2024 a marzo 2025, la composición accionaria de YPFB Andina S.A. fue según el detalle siguiente:

Nombre del Accionista	N° de Acciones	Porcentaje
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	6.854.156	51,000%
Repsol Bolivia S.A.	6.495.361	48,330%
Accionistas Minoritarios	90.003	0,670%
<b>Total Acciones</b>	<b>13.439.520</b>	<b>100,000%</b>



## Directorio



### Titulares (de izq. a der.)

Jorge Vidal Challapa Cardozo

Miguel Angel Navia Vargas

Mariano Carlos Ferrari

Raúl Eduardo Giraudo (Gerente General)\*

Marcelo Jesús Luizaga Espada

Jaime Rodrigo Calderón Perez

Mauricio Mariaca Alvarez

### Ausentes en imagen

#### Titular

Armin Ludwig Dorgathen Tapia

#### Suplentes

Danny Ronald Roca Jiménez

Leticia Adriana Dipinto-Cafiero Rabino

Julio César Quevedo Moreira

*\*No es parte del Directorio*





Ser una empresa  
de excelencia con  
participación estatal  
y privada, admirada  
y reconocida por su  
modo exitoso de  
gestión y formación



## Plantel Ejecutivo



Raúl Eduardo Giraudo  
**Gerente General**



Walter Ricardo Miranda Galdo  
**Gerente de Operaciones**  
**Gerente de Calidad, Salud, Seguridad,**  
**Ambiente y RSE a.i.**



Angel Luis Vasquez Paredes  
**Gerente de Asuntos Legales**



Criss Leroy De Las Heras Zotes  
**Gerente de Contrataciones**



Elsa Carolina Martinez Mercado  
**Gerente de Talento Humano a.i.**



Marco Antonio García Rodríguez  
**Gerente de Administración y Finanzas**





Adriana Mercado Barriga  
**Gerente de Planificación**  
.....



Pablo Stefano Blajos Kraljevic  
**Gerente de Asociaciones, Despacho y Entrega de Hidrocarburos**  
.....



Sandra Yamileth Ocampo Siacara  
**Gerente de Sistemas de Información a.i.**  
.....



Jorge Carlos Escobar Antunovich  
**Gerente Sectorial de Producción**  
.....



Caleb Jonatan Montes Velarde  
**Gerente Sectorial de Desarrollo**  
.....



Gerardo Manuel Villacorta Cazuriaga  
**Gerente Sectorial de Exploración**  
.....



Sebastián Amarilla Páez  
**Gerente Sectorial de Perforación y Workover**  
.....



Daniel Alberto Arnez Ahenke  
**Gerente Sectorial de Ingeniería de Estudios, Obras e Integridad de Activos**  
.....



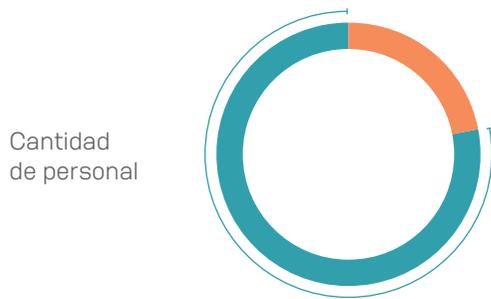
# Talento Humano



## Demografía

A marzo de 2025, YPFB Andina S.A. cuenta con la siguiente demografía:

Gráfico N° 1  
Demografía



- 22% (63 Femenino)
- 78% (230 Masculino)



- 43% (125 Campo)
- 57% (168 Ciudad)



- 1% (2 Extranjera)
- 99% (291 Boliviana)

Fuente: Gerencia de Talento Humano YPFB Andina S.A.

**293**  
Trabajadores



**230**  
Masculino



**63**  
Femenino



## Plan de Capacitación

Durante el 2024, YPFB Andina S.A. ejecutó su Plan Anual de Capacitación (PAC), con el objetivo de fortalecer las competencias del personal en alineación con los objetivos estratégicos de la empresa y una asignación priorizada de recursos.



Oficina Central

### Oratoria para líderes de Hoy

El objetivo de esta iniciativa fue potenciar el desarrollo de habilidades clave de liderazgo, esenciales para enfrentar con eficacia los desafíos organizacionales actuales. Entre estas habilidades se destacan la conducción de equipos, la resolución de conflictos, la toma de decisiones acertadas, así como el ejercicio de la influencia, la creatividad, la inteligencia emocional, la empatía, el compromiso y la motivación.

Este fortalecimiento de competencias busca contribuir directamente al logro de los objetivos establecidos en la gestión del desempeño, promoviendo líderes más preparados, conscientes y efectivos en su rol.

### Programa de Bienestar

El Programa de Bienestar de YPFB Andina S.A. tiene como objetivo fortalecer la cultura organizacional y promover el bienestar integral de sus trabajadores.

Durante el 2024, se establecieron 50 convenios con empresas que ofrecieron servicios y descuentos exclusivos para los trabajadores, muchos de los cuales también se extendieron a sus familiares.

A través de este programa, se otorgan diversos beneficios con precios preferenciales, orientados al autocuidado, la salud física y emocional, la integración y el esparcimiento. Estas iniciativas contribuyen a reducir los niveles de estrés y, en consecuencia, a mejorar la productividad laboral.



Oficina Central

## Empresa comprometida con una Vida Libre de Violencia contra las Mujeres en el Estado Plurinacional de Bolivia

En el 2024, YPFB Andina S.A. renovó su compromiso con la lucha contra la violencia de las mujeres, postulando nuevamente al programa “Empresa comprometida con una vida libre de violencia contra las mujeres en el Estado Plurinacional de Bolivia”, en respuesta a la convocatoria del Ministerio de Justicia y Transparencia Institucional, con el objetivo de obtener el Sello de Oro.

La Compañía cumplió el 100% de los requisitos establecidos y, en diciembre de 2024, fue distinguida con el Sello Oro, convirtiéndose en la única empresa del sector hidrocarburífero en recibir este importante reconocimiento. Este logro marcó un hito significativo, al escalar dos niveles en solo un año, luego de haber sido galardonada con el Sello de Bronce en la gestión 2023.

Actualmente, YPFB Andina S.A. cuenta con un Plan de Trabajo Integral, orientado a promover una vida libre de violencia contra las mujeres, no solo dentro de la organización, sino también en sus empresas contratistas y en las áreas de influencia donde opera. Esta distinción se ha consolidado como un referente para empresas públicas y privadas, evidenciando el compromiso sostenido de la Compañía con los derechos humanos y la equidad de género.



*Ministra María Nela Prada y  
Gerente General Raúl Giraudo  
YPFB Andina S.A.*





# 02 Resultados Financieros y *Comerciales*



# Resultados Financieros

A continuación, se detallan los indicadores financieros de cierre de la gestión 2025 vs 2024:

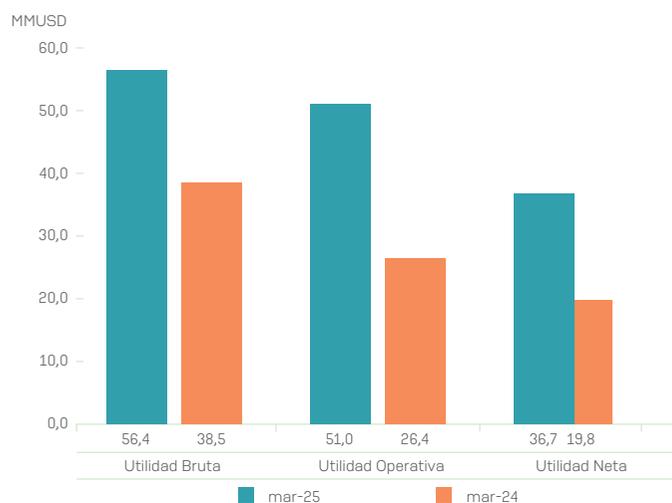
Cuadro N° 1  
Principales indicadores y resultados

DETALLE	Gestión Marzo-2025	Gestión Marzo-2024 (*)
Valor contable de las acciones (USD)	73,0	71,3
Rentabilidad sobre el patrimonio (ROA)	3,1%	1,7%
Retorno sobre patrimonio (ROE)	3,7%	2,1%
Rentabilidad sobre el capital empleado (ROCE)	5,8%	3,3%
Liquidez corriente	6,5	7,3
Prueba ácida	6,0	6,7

Fuente: Elaboración propia.

\*Los indicadores a marzo 2024 fueron determinados en base a los Estados Financieros modificados.

Gráfico N° 2  
Incremento de Utilidades 2025 vs 2024



Fuente: Elaboración propia.

Durante el 2025, YPFB Andina S.A. registró un incremento significativo en la Utilidad Bruta, Utilidad Operativa y Utilidad Neta en comparación con el 2024, a pesar de haber tenido una pequeña disminución de los ingresos por Retribución del Titular, resultado de menores precios y volúmenes de gas entregado al mercado externo.

Este desempeño positivo se atribuye principalmente al efecto neto de los siguientes factores:

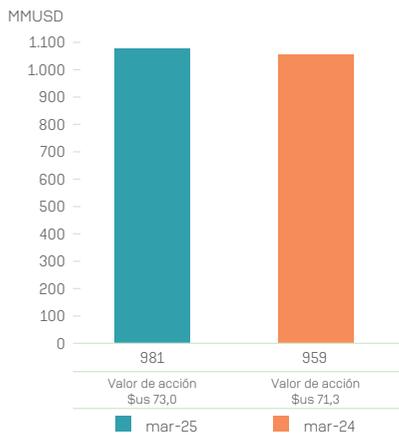
- i) Reducción del costo de operación en 21,8 MMUSD, debido principalmente a una menor carga por gasto de amortización.
- ii) Mejores resultados en inversiones, destacando un incremento de 0,3 MMUSD por la participación en la sociedad YPFB Transierra.
- iii) Ausencia de pérdidas extraordinarias: en marzo de 2024 se reconocieron 6 MMUSD en resultados por la inversión exploratoria fallida del pozo RGD-27ReST, situación que no se repite en 2025.





Oficina Central

Gráfico N° 3  
Patrimonio neto y Valor contable de las acciones

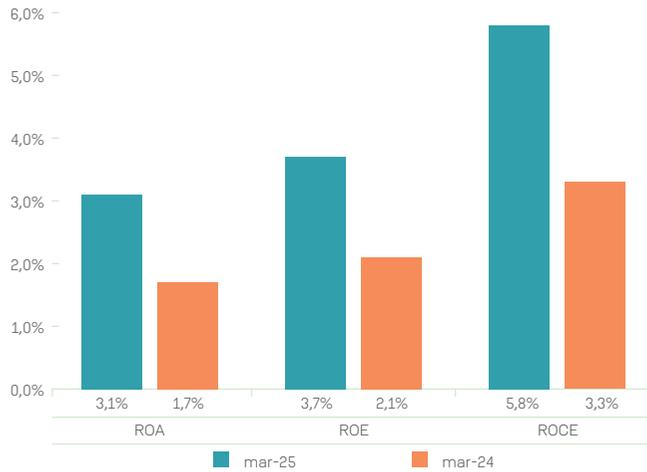


Fuente: Elaboración propia.

### Patrimonio neto y Valor contable de las acciones

El Patrimonio neto y el Valor de las acciones incrementa principalmente por la mayor utilidad generada en la gestión 2025.

Gráfico N° 4  
Indicadores de Rendimiento

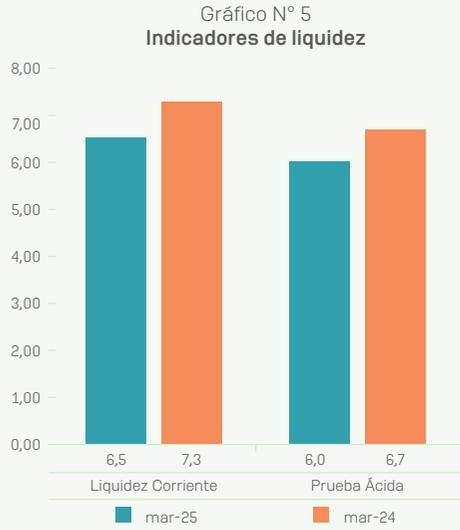


Fuente: Elaboración propia.

### Indicadores de Rendimiento

Durante el 2025, los indicadores ROE (Retorno sobre el Patrimonio) y ROA (Retorno sobre los Activos) registraron un promedio del 3,4%, reflejando una mejora sostenida en comparación con la gestión anterior. Este desempeño positivo es debido a una mayor utilidad neta.





Fuente: Elaboración propia.

### Indicadores de liquidez

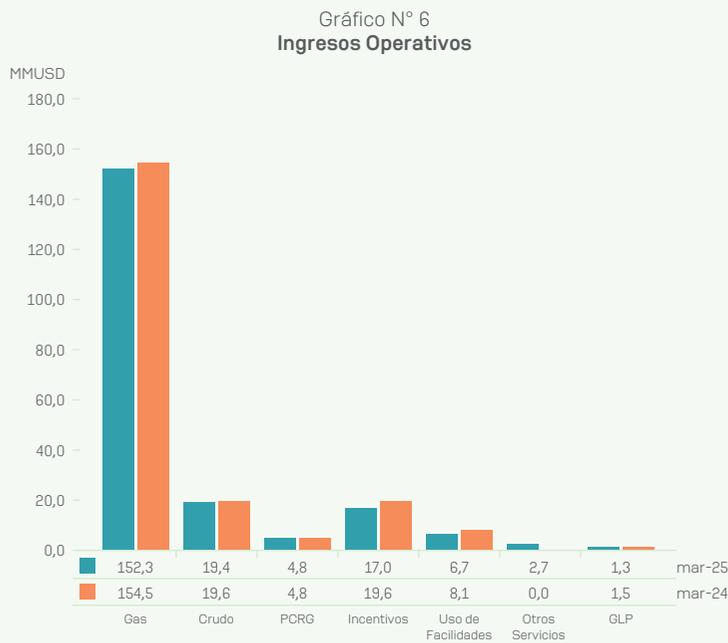
Los indicadores de liquidez evidencian un sólido margen de cobertura, lo que garantiza la capacidad de la empresa para cumplir oportunamente con sus obligaciones financieras de corto plazo.

## Ingresos Operativos

Los ingresos operativos de YPFB Andina provienen principalmente de la Retribución del Titular (RT), establecida en los Contratos de Operación suscritos con YPFB. Esta retribución se calcula a partir de la valorización de los hidrocarburos producidos por cuenta de YPFB, descontando conceptos como Regalías, Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), costos de transporte, servicios de compresión de gas y participación correspondiente a YPFB.

Durante el 2025, los ingresos operativos alcanzaron los 204 MMUSD, lo que representa una disminución del 1,9% en comparación con los 208 MMUSD registrados en el 2024. Esta variación se debe a menores precios y una menor asignación de volúmenes de gas destinados principalmente al mercado brasileño.

Los ingresos están compuestos por los siguientes conceptos:



Fuente: Elaboración propia.



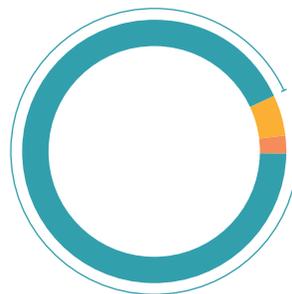
Planta Río Grande

## Composición del Resultado Acumulado



El siguiente gráfico refleja el tratamiento aplicado a los resultados acumulados, desde el inicio de operaciones hasta el 31 de marzo de 2025, que ascienden a 1.613 MMUSD.

Gráfico N° 7  
Composición del Resultado Neto Acumulado



- 92,8% Distribución de dividendos
- 4,8% Constitución de reserva legal
- 2,3% Utilidad neta del ejercicio
- 0,1% Utilidad no distribuida

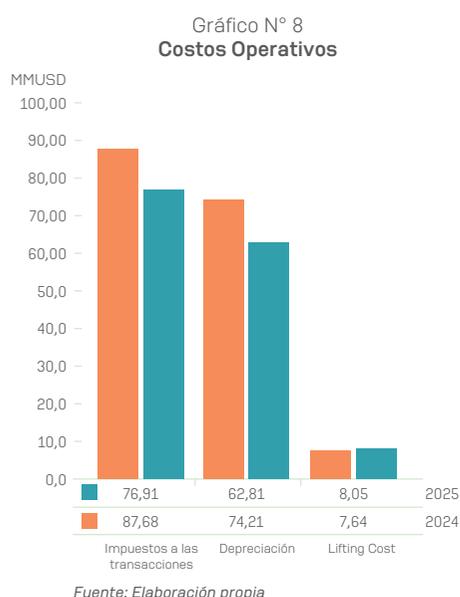
Fuente: Elaboración propia.



## Costos Operativos

Durante el ejercicio fiscal cerrado al 31 de marzo de 2025, los costos operativos alcanzaron un total de 147,8 MMUSD, lo que refleja una reducción de 21,8 MMUSD (equivalente al 12,8 %) en comparación con la gestión fiscal 2024. Esta disminución responde a una menor amortización (10,9 MMUSD), menores costos de provisión de materiales por obsolescencia (9,7 MMUSD), así como optimizaciones en los procesos operativos de mantenimiento de plantas y equipos debido a una mejor gestión de los recursos (1,2 MMUSD).

A continuación, se expone la composición de los costos operativos en relación con los ingresos operativos: en la gestión 2025, los costos representan el 72,4% con relación a ingresos totales, mientras que en la gestión 2024 representan el 81,5%.



## Cargas Públicas (IDH, Regalías, Participaciones)

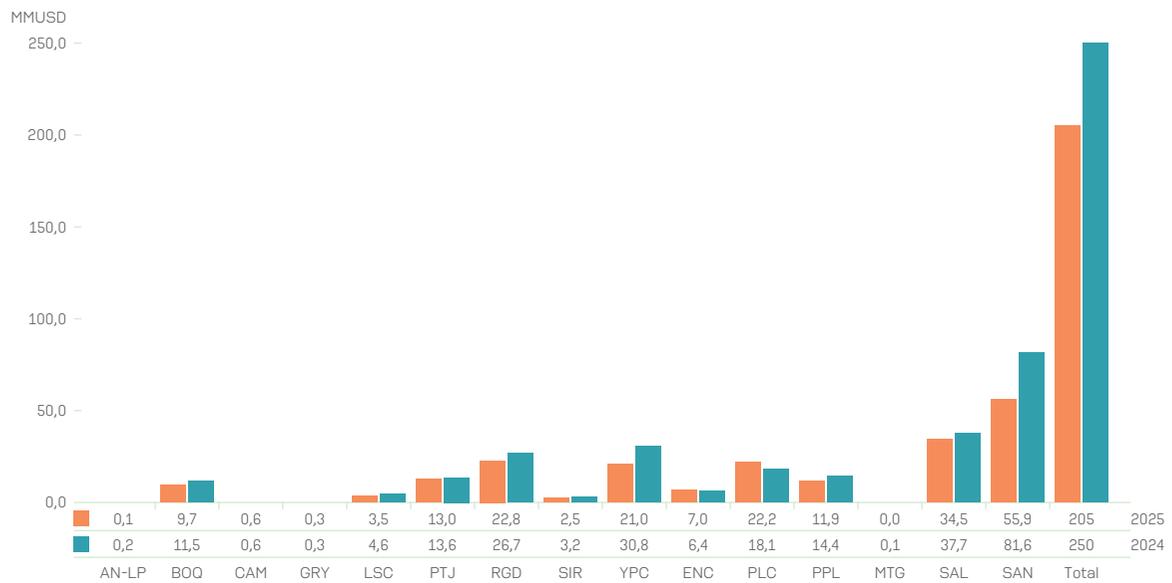
Desde el 2 de mayo de 2007, YPFB Corporación asumió la responsabilidad como sujeto pasivo en la determinación y liquidación de las Cargas Públicas derivadas de las operaciones hidrocarburíferas. En este contexto, YPFB Andina S.A., junto con los socios de las áreas No Operadas, realiza estimaciones mensuales de dichas cargas con el fin de calcular la Retribución del Titular correspondiente a YPFB. Estas estimaciones son posteriormente conciliadas y validadas por la Corporación.

Durante los ejercicios fiscales 2025 y 2024, el Estado Plurinacional de Bolivia recibió un monto estimado de 205,05 y 249,8 MMUSD, respectivamente, por concepto de Cargas Públicas. Estos recursos provienen de las actividades comerciales y operaciones hidrocarburíferas desarrolladas por YPFB Andina S.A. en Campos Operados y No Operados, principalmente en los bloques San Alberto, San Antonio y Monteagudo, conforme a su porcentaje de participación en cada uno.

Este desempeño consolida a YPFB Andina S.A. como una de las principales empresas generadoras de ingresos tributarios dentro del sector hidrocarburos, reafirmando su compromiso con el desarrollo económico del país.

A continuación, se presenta el detalle de las Cargas Públicas generadas por cada área contractual:

Gráfico N° 9  
Cargas Públicas



Fuente: Elaboración propia

Entrega Bono Juancito Pinto en Santa Cruz.



# 205,5

MMUSD

Es la recaudación por concepto de Cargas Públicas en las gestiones 2024-2025

## Inversiones



### Áreas Operadas

Para el 2024, el presupuesto aprobado fue de 55,3 MMUSD, con una ejecución, a diciembre 2024, de 34,2 MMUSD, el cual contemplaba el reinicio de actividades en la campaña de perforación, terminación e intervención y la continuidad de proyectos plurianuales asociados a facilidades y proyectos de soporte administrativo.

### Áreas No Operadas

#### San Alberto (SAL)

##### OPEX, Plan de Trabajo y Presupuesto

Desde 2019, las inversiones en el Campo se han reducido considerablemente frente a la declinación del caudal de producción y, dado el impacto en el flujo económico e ingresos asociados a San Alberto (SAL), YPFB Andina S.A., desde el 2017 ha compartido con el operador diferentes alternativas con el fin de lograr un Programa de Trabajo y Presupuesto que esté de acuerdo con la realidad del Campo.

Con relación al Plan de Trabajo y Presupuesto de SAL para el 2024, los Socios aprobaron un presupuesto de 20,93 MMUSD, habiéndose ejecutado un 97%, con un monto de 20,34 MMUSD, significando esto un ahorro de 0,59 MMUSD en el periodo enero a diciembre de 2024.

#### San Antonio (SAN)

##### OPEX, Plan de Trabajo y Presupuesto

Para el 2024, el presupuesto aprobado por los socios fue de 36,28 MMUSD, con una ejecución a diciembre 2024 de 36,23 MMUSD, un impacto menor en el ahorro del bloque por gastos no presupuestados.





# Producción



## Áreas Operadas

Durante la gestión comprendida entre abril de 2024 y marzo de 2025, YPFB Andina S.A. mantuvo compromiso con el desarrollo energético nacional, alcanzando una producción promedio de 114,06 MMpcd de gas natural, 2.963 bbld de petróleo y 497 bbld de Gas Licuado de Petróleo (GLP), provenientes de los campos en operación: Yapacaní, Sirari, Patujú, Boquerón Norte, Palacios, Puerto Palos, Enconada, Río Grande, Los Sauces, Camiri y Guairuy.

Estos volúmenes permitieron cumplir a cabalidad con los compromisos de entrega de hidrocarburos establecidos con YPFB, contribuyendo al abastecimiento del mercado interno y al cumplimiento de obligaciones contractuales.

Este desempeño operacional refleja la capacidad técnica y el compromiso de YPFB Andina S.A. con la eficiencia, la continuidad operativa y la sostenibilidad del sector hidrocarburos en Bolivia.

Gráfico N° 10  
Gas Natural



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 11  
Gas Licuado



Fuente: Elaboración propia.

## Áreas No Operadas

### San Alberto (SAL)

El Campo San Alberto, con seis pozos en actividad, obtuvo en el periodo una producción de 21.799 MMpc y 0,36 MMbbl de hidrocarburos líquidos, totalizando una producción de 4,05 MMboe.

Gráfico N° 12  
Producción Campo San Alberto



Fuente: Elaboración propia.

Planta Río Grande

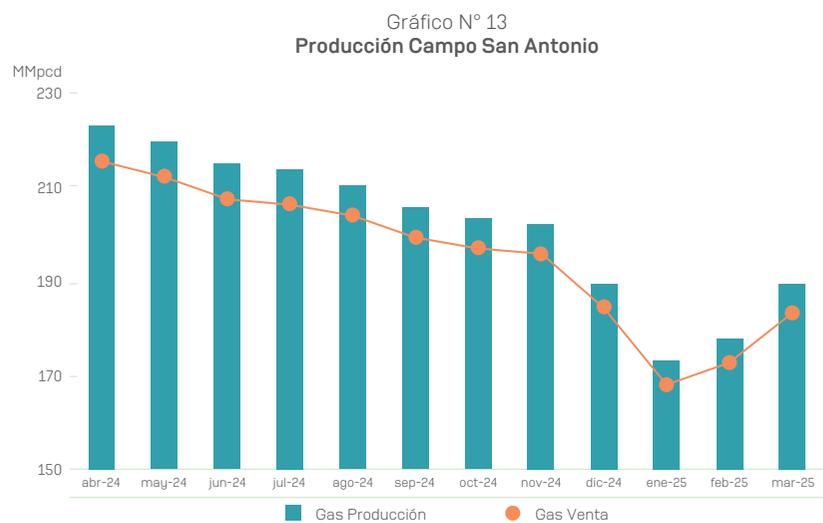




Planta Yapacaní

### San Antonio (SAN)

El Campo Sábalo cuenta con diez pozos y obtuvo en la gestión una producción de 87.396 MMpc y 1,67 MMbbl, totalizando 16,74 MMboe.



La reducción de la producción del gráfico se debe a menor nominación de gas natural por baja demanda de mercados de exportación, principalmente para el primer trimestre del 2025.





# 03 Actividades y Negocios de la Sociedad



Las zonas evaluadas representan oportunidades estratégicas para ampliar la presencia de la empresa en el sector energético nacional.

## Principales proyectos ejecutados en la gestión



### PROYECTOS EXPLORATORIOS EN NUEVAS ÁREAS

#### Exploración Resiliente: Descubriendo Oportunidades en Tiempos Adversos

Durante el periodo comprendido entre abril de 2024 y marzo de 2025, YPFB Andina S.A. concentró sus esfuerzos en la evaluación de áreas exploratorias identificadas como prioritarias dentro de su portafolio de oportunidades.

Estas áreas fueron sometidas a un riguroso análisis técnico y económico, con el propósito de determinar su potencial hidrocarburífero y viabilidad en un contexto económico desafiante. Entre las zonas evaluadas destacan Vitiacua, Sauce Mayu, Ingre y Miraflores, las cuales representan oportunidades estratégicas para ampliar la presencia de la empresa en el sector energético nacional y consolidar su posición como actor clave en el mercado.

En línea con su compromiso con la búsqueda y desarrollo de nuevos recursos, YPFB Andina S.A. avanzó también en la perforación del pozo Ñau-X3D, un hito para la compañía, ya que se trata del primer proyecto exploratorio ejecutado bajo la modalidad de Contrato de Servicios Integrados con YPFB. Esta modalidad permite incorporar recursos y conocimientos especializados de terceros, optimizando la eficiencia operativa y mejorando la efectividad de las actividades exploratorias.

#### Áreas de evaluación bajo modalidad de Proyecto Inicial Exploratorio (PIE)

##### Área exploratoria Vitiacua

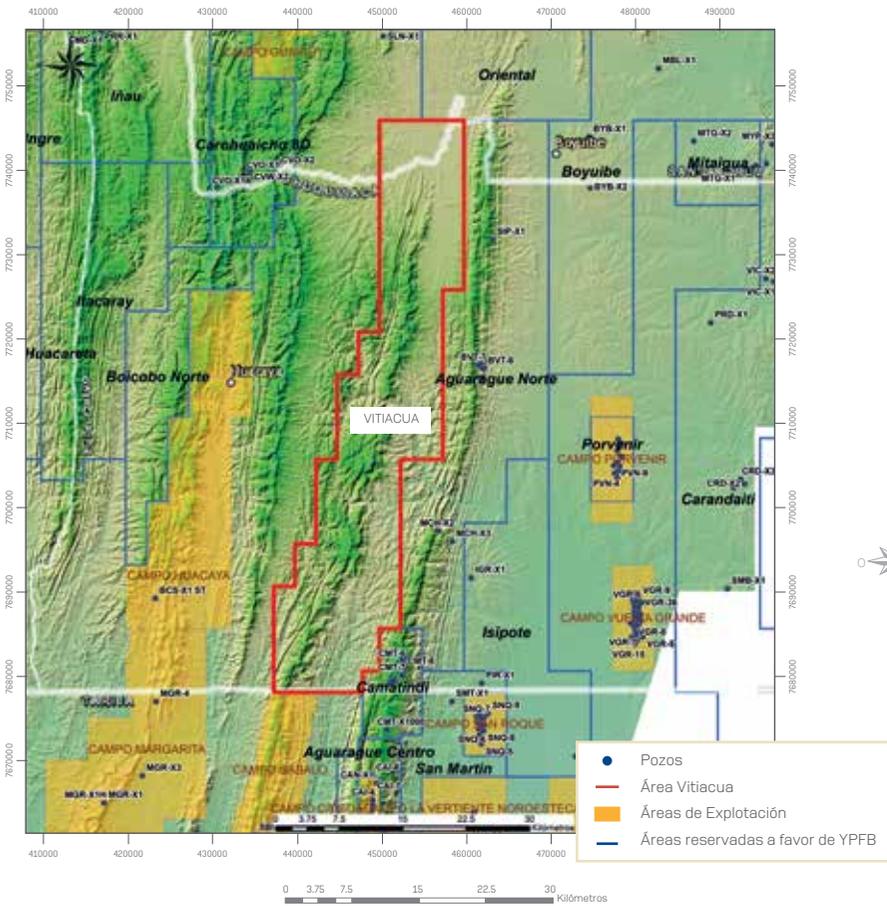
Durante el 2023, YPFB Andina S.A. presentó una solicitud de autorización para desarrollar el Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) en el Área Libre denominada Vitiacua. Dicha solicitud fue aprobada el 24 de julio de 2023, con un plazo de ejecución establecido de 6 meses, finalizando el 24 de enero de 2024.

Uno de los aspectos más relevantes del área exploratoria Vitiacua es que la misma se sitúa inmediatamente al Norte del Campo Sábalo, uno de los campos de mayor producción hidrocarburífera de Bolivia.

## Ubicación del área

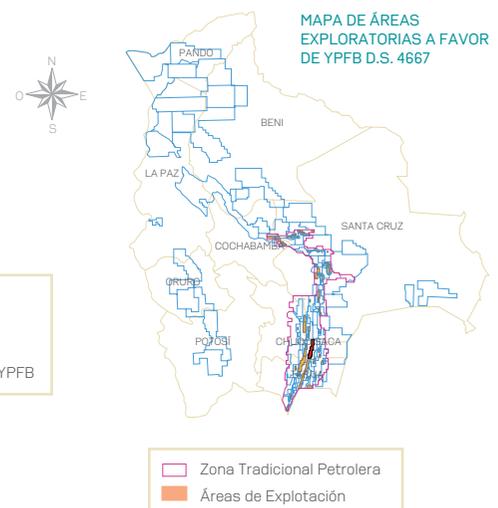
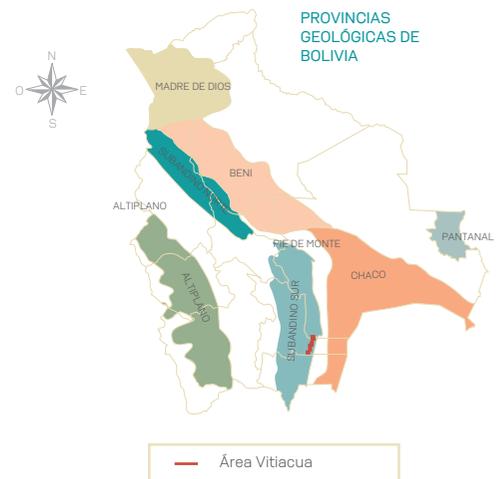
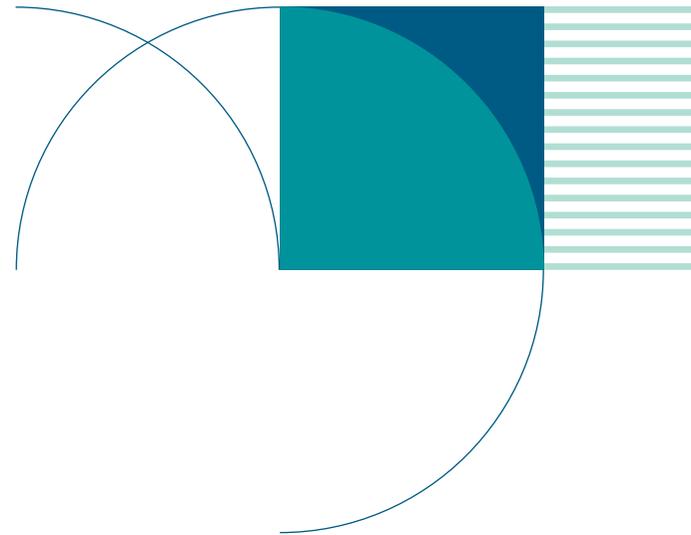
Políticamente, el área exploratoria Vitiacua se encuentra ubicada mayoritariamente en el departamento de Chuquisaca, solo pequeñas fracciones en la parte norte y sur se encuentran dentro de los departamentos de Santa Cruz y Tarija. Abarca la parte norte de la serranía de San Antonio, situada entre las serranías Mandiyuti al oeste y Aguaragüe al este. La superficie total del área comprende 73.875,00 ha, equivalentes a 29,55 parcelas.

Figura N° 1  
Mapa de ubicación Vitiacua



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Mapa de ubicación del Área Exploratoria Vitiacua (delimitada en rojo). Los campos de explotación se muestran en anaranjado, mientras que las áreas reservadas a favor de YPFB están delineadas en azul. El recuadro superior derecho presenta las provincias geológicas de Bolivia, situando el Área Vitiacua dentro del Subandino Sur. El recuadro inferior derecho destaca las áreas reservadas a favor de YPFB y, en rosado, la Zona Tradicional Petrolera, donde se localiza el área de interés.





Oficina Central



### Actividades relevantes

YPFB Andina S.A., en el interés continuo de ampliar su dominio minero conforme al Plan Estratégico y previa evaluación de áreas de interés exploratorio, obtuvo la aprobación de su Directorio en diciembre de 2024 para la celebración del Contrato de Servicios Petroleros para el área Vitiacua (CSP), quedando YPFB Andina S.A. como operadora (60%) y Fluxus Bolivia S.A. como asociada (40%). En este marco y estando en curso el proceso legal de aprobación de la firma de CSP, ambas empresas suscribieron el 20 de noviembre de 2024 un Acuerdo de Principios que regula la relación de las Partes y los términos y condiciones que regirán las actividades del Consorcio hasta la fecha efectiva del CSP, así como los principios sobre las cuales será convenido un Acuerdo final para la Operación Conjunta del dicha Área.

La asociación de la Compañía con la empresa Fluxus Bolivia S.A para encarar este proyecto se considera estratégica, porque además de permitir compartir el riesgo financiero de la actividad exploratoria, favorece sinergias en el ámbito comercial.

### Área Exploratoria Sauce Mayu

El 25 de agosto de 2023, YPFB Casa Matriz otorgó la autorización para la elaboración del Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) en el área reservada Sauce Mayu por un período de 12 meses, con fecha de conclusión establecida para el 25 de agosto de 2024.

Se evaluaron y compararon técnicamente dos escenarios de desarrollo para la Formación Iquiri, cumpliendo los plazos establecidos de elaboración del PIE.

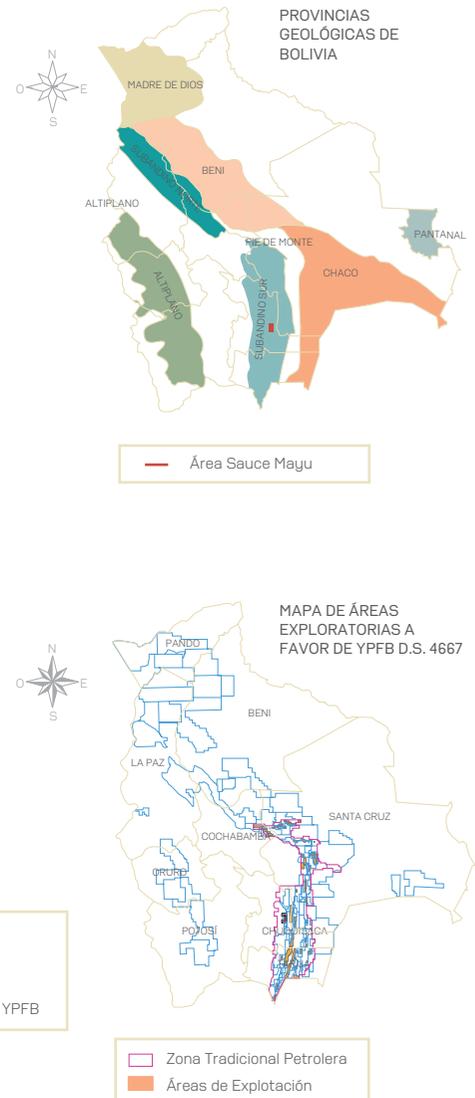
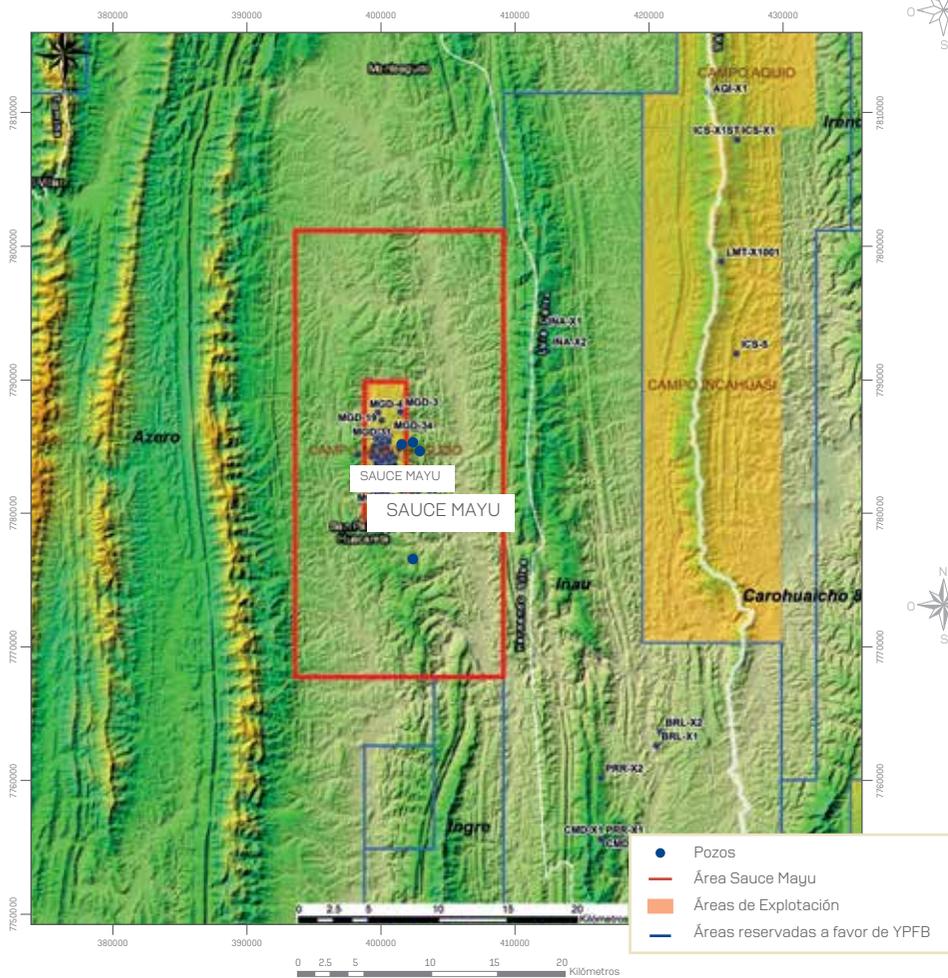
Como proyecto estratégico, YPFB Andina S.A. (60%) y Fluxus Bolivia S.A. (40%) firmaron el Contrato de Servicios Petroleros para el área Vitiacua (CSP).



## Ubicación del área

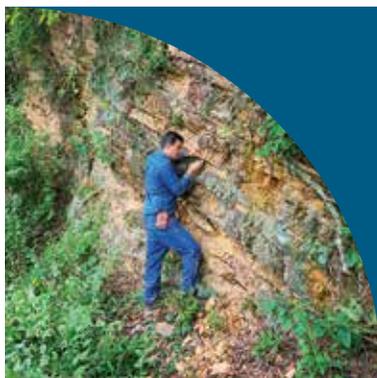
El área exploratoria Sauce Mayu se encuentra en la provincia Hernando Siles del departamento de Chuquisaca, situada a una distancia de 270 km al sureste de la ciudad de Santa Cruz y a 40 km al oeste de Camiri. Morfoestructuralmente, esta área forma parte de la Faja Subandina Sur y está ubicada en el extremo norte de la serranía del Ingre. Presenta una extensión de 45.750 ha, equivalentes a 18,3 parcelas. Un aspecto relevante del área de interés es la existencia del campo Monteagudo (productor de petróleo) dentro del área Sauce Mayu, justo sobre la culminación de la estructura profunda.

Figura N° 2  
Mapa de ubicación del área exploratoria Sauce Mayu



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Mapa de ubicación del Área Exploratoria Sauce Mayu (delimitada en rojo). Los campos de explotación se muestran en anaranjado y las áreas reservadas a favor de YPFB en azul. El recuadro superior derecho presenta las provincias geológicas de Bolivia, situando el Área Sauce Mayu dentro del Subandino Sur. El recuadro inferior derecho delimita las áreas reservadas a favor de YPFB y, en rosado, la Zona Tradicional Petrolera, donde se ubica el área de interés.

Fotografías del relevamiento geológico de campo y muestreo de superficie



### Área Exploratoria Ingre

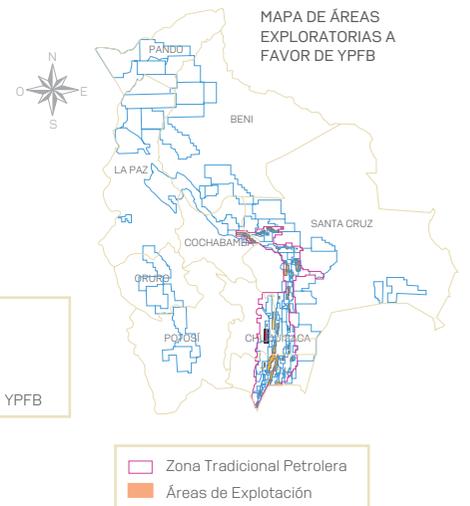
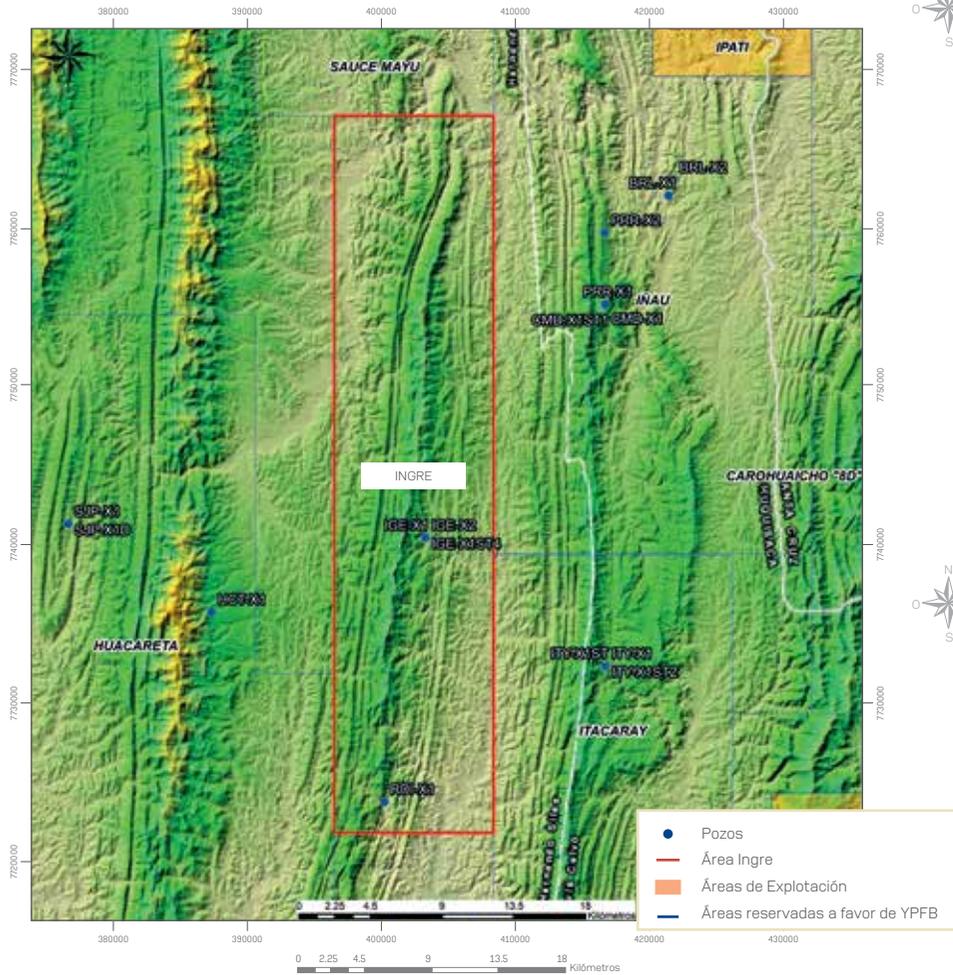
El 1 de agosto de 2024, YPFB Casa Matriz autorizó la elaboración del Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) para el área reservada Ingre, estableciendo un plazo de seis meses, con fecha de conclusión prevista para el 31 de enero de 2025.

Sin embargo, el 13 de diciembre se solicitó una ampliación del plazo para la entrega del informe final, con el objetivo de culminar adecuadamente el análisis integral multidisciplinario requerido. Esta solicitud fue aprobada el 15 de enero de 2025, otorgándose una prórroga adicional de 90 días.

### Ubicación del área

El área exploratoria Ingre se encuentra en la provincia Hernando Siles del departamento de Chuquisaca, en la parte meridional del país. Abarca la parte sur del lineamiento estructural Sauce Mayu - Ingre y se ubica entre las Serranías Yanguilo al oeste y la Serranía Igüembe Iñau al este. Presenta una extensión de 45.000 ha, equivalentes a 18 parcelas, distribuidas en un rectángulo elongado en sentido norte-sur de forma paralela a la orientación de los lineamientos estructurales característicos del Subandino Sur de Bolivia.

Figura N° 3  
Mapa de ubicación Ingre



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Mapa de ubicación del Área Exploratoria Ingre (delimitada en rojo). Los campos de explotación se muestran en anaranjado, las áreas reservadas a favor de YPFB en azul y los pozos perforados también en azul. El recuadro superior derecho presenta las provincias geológicas de Bolivia, situando el Área Ingre dentro del Subandino Sur. El recuadro inferior derecho muestra las áreas reservadas a favor de YPFB y, en rosado, la Zona Tradicional Petrolera donde se ubica el área de interés.

### Actividades relevantes

A partir del análisis de cortes estructurales elaborados con base en datos sísmicos 2D y estudios geológicos de superficie, se realizó la evaluación estructural del área Ingre. Este análisis permitió identificar una estructura anticlinal elongada en dirección N-S, con un área aproximada de 150 km<sup>2</sup> (P1).

Mediante el modelado geológico y volumétrico, se estimó un recurso promedio (Pmean) para la Formación Huamampampa de 1.154 BCF de gas equivalente y un volumen total in place de 1.612 BCF, considerando un neto arenoso promedio de 144 metros y un factor de recobro del 61%.

El análisis de riesgo geológico, aplicado mediante una metodología probabilística, determinó una probabilidad de éxito (PG) del 28%, lo que indica una probabilidad moderada pero viable.

Con base en estos resultados, YPFB Andina S.A. solicitó a YPFB la revisión del informe final del Proyecto Inicial Exploratorio (PIE), con el fin de definir la estrategia y las acciones necesarias para avanzar en la factibilidad y negociación de un Contrato de Servicios Petroleros.

## Área Exploratoria Miraflores

A comienzos del siglo XXI, la explotación de Reservorios No Convencionales se ha consolidado por el desarrollo del conocimiento y las tecnologías necesarias para su aprovechamiento, especialmente en Estados Unidos. En la última década, Argentina ha protagonizado un avance significativo en este ámbito con la explotación de los niveles de Shale Oil-Gas de la Formación Vaca Muerta, transformando el panorama geopolítico de la matriz energética en la región.

Ante el agotamiento progresivo de los campos actualmente operados, YPFB Andina S.A. ha decidido ampliar la frontera exploratoria. Esta iniciativa contempla la evaluación de plays de reservorios no convencionales como una alternativa a los reservorios convencionales, que han sido históricamente el foco de estudio en las áreas tradicionales.

La secuencia de rocas del Silúrico y Devónico contiene las principales rocas madre del territorio boliviano, que corresponden a las formaciones Kirusillas, Icla y Los Monos. Son muy escasas las actividades de investigación de estos niveles y se refieren a algunas pruebas de areniscas delgadas, lenticulares, con una explotación sostenida a un muy bajo caudal y a la estimulación de los reservorios de baja permeabilidad del campo Tatarenda. Asimismo, es escasa la información recolectada en los pocos pozos que han atravesado la secuencia de las rocas madre y no ha sido orientada a estudiar los reservorios No Convencionales, por lo que se puede considerar que el estudio de este tipo de reservorios en Bolivia está en una etapa inicial.

El 28 octubre de 2024, YPFB Casa Matriz otorgó la autorización para la elaboración del Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) en el área reservada Miraflores por un período de 1 año.

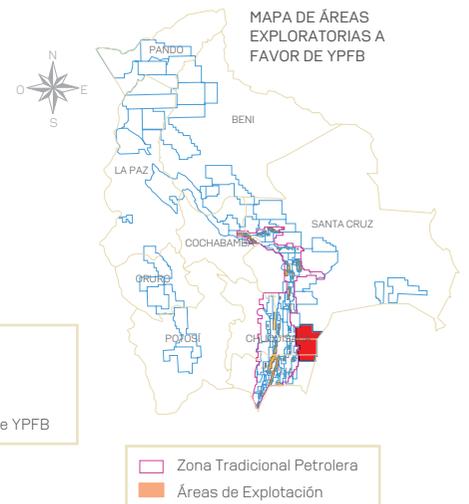
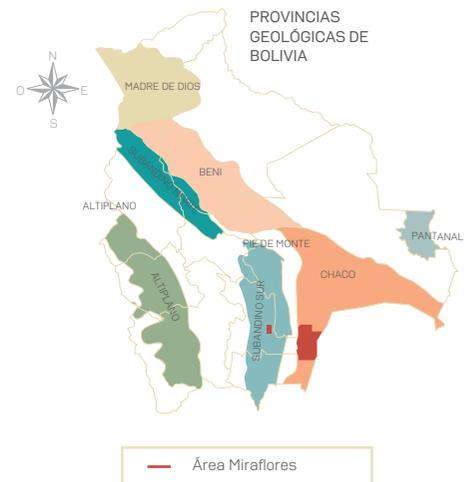
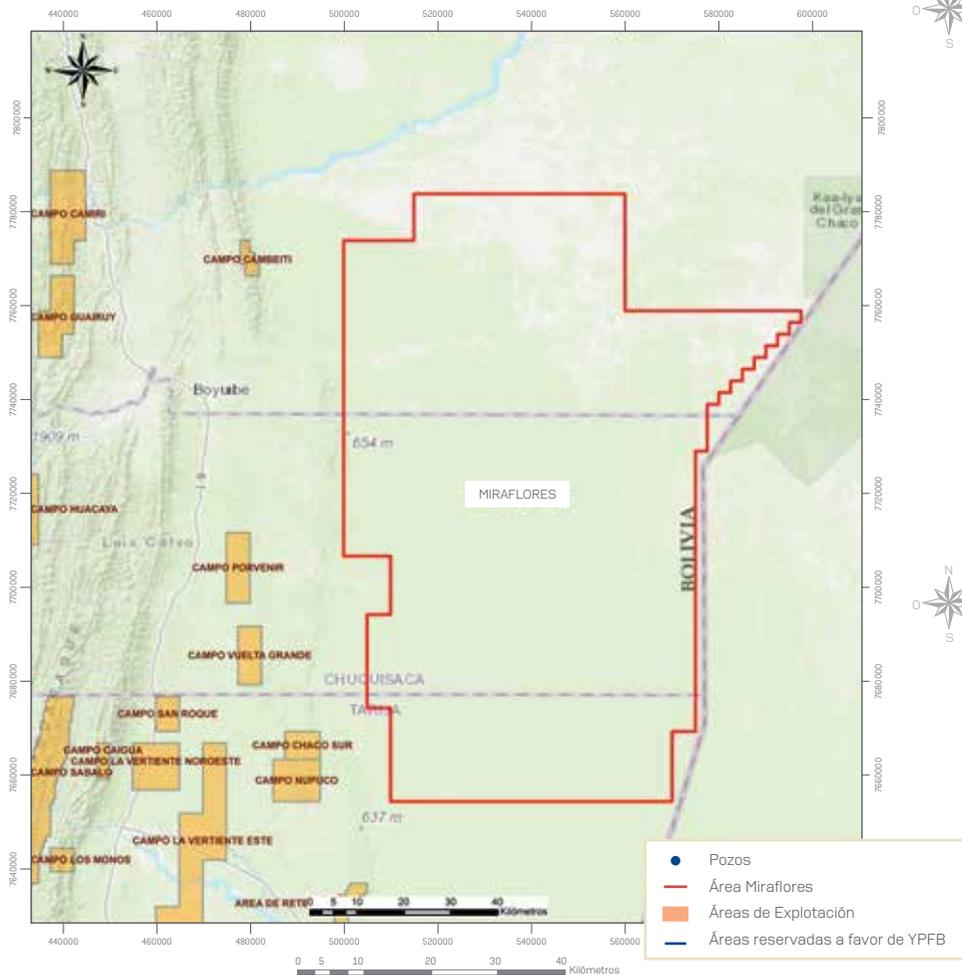


Planta Yapacaní

## Ubicación del área

El área exploratoria Miraflores se encuentra en la Llanura Chaqueña, abarcando las provincias Cordillera, Luis Calvo y Gran Chaco, que pertenecen a los departamentos de Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija. Esta área se extiende a lo largo de 902.500 ha, lo que equivale a un total de 361 parcelas.

Figura N° 4  
Mapa de ubicación Miraflores



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Mapa de ubicación del Área Exploratoria Miraflores (delimitada en rojo), con los campos de explotación en anaranjado. El recuadro superior derecho presenta las provincias geológicas de Bolivia, situando el Área Miraflores dentro de la Llanura Chaqueña. El recuadro inferior derecho destaca las áreas reservadas a favor de YPFB y, en rosado, la Zona Tradicional Petrolera, fuera de la cual se localiza el área de interés.

## Actividades relevantes

Durante este periodo se está llevando a cabo la interpretación sísmica para la delimitación de los plays no convencionales en la secuencia siluro-devónica y la identificación de posibles trampas estratigráficas en la secuencia carbonífera. Se viene trabajando en la caracterización del reservorio para la identificación de niveles objetivo y la integración de la información geoquímica de modelos regionales y locales con los datos disponibles en los pozos del área para el entendimiento del sistema petrolero.

## Servicios Integrados de Perforación de Pozo

### Área Exploratoria Iñau

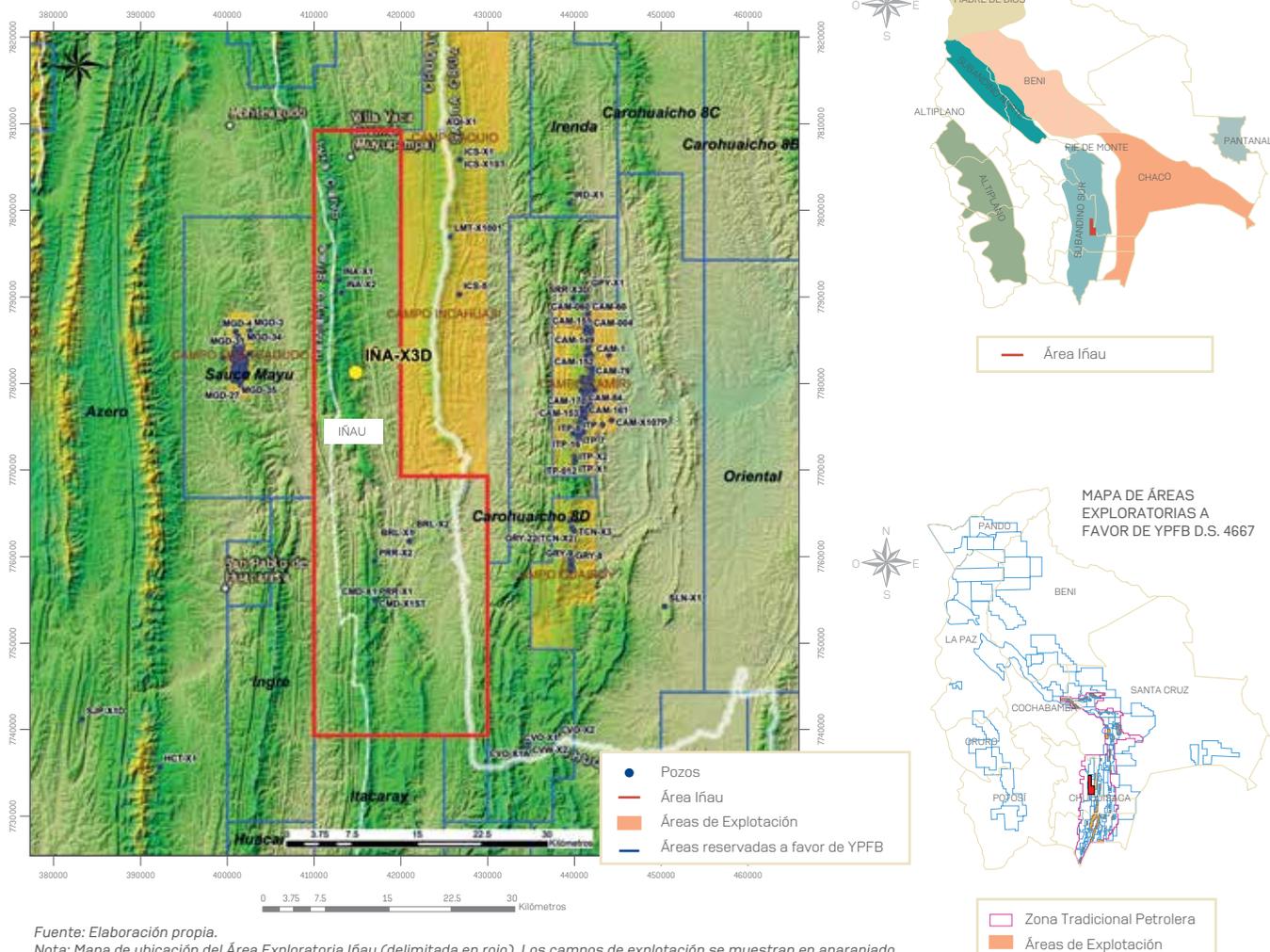
Con el objetivo de expandir su *core business*, el 3 de marzo de 2023, YPFB Andina S.A. se adjudicó el contrato para la perforación del pozo exploratorio Iñau-X3D, por un monto total de 400,4 MMBOB (equivalentes a 78,3 MMUSD) bajo la modalidad de Servicios Integrados.

Este enfoque estratégico, desarrollado en coordinación con YPFB Casa Matriz, busca no solo fortalecer la presencia de la empresa en el mercado y diversificar su base de clientes, sino también consolidar relaciones sólidas y sostenibles con una amplia gama de actores del sector energético.

### Ubicación del área

El área Iñau se ubica en los departamentos de Chuquisaca y Santa Cruz, dentro de los límites de la Zona Tradicional Petrolera, rodeado de importantes campos productores de gas. Al este se encuentran los campos de Incahuasi y Aquio productores de gas. Tiene una extensión de 100.000 ha, equivalentes a 40 parcelas.

Figura N° 5  
Mapa de ubicación del área exploratoria Iñau y  
Pozo Dirigido Iñau-X3D



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Mapa de ubicación del Área Exploratoria Iñau (delimitada en rojo). Los campos de explotación se muestran en anaranjado, las áreas reservadas a favor de YPFB en azul y se indica la ubicación del pozo exploratorio Iñau-X3D. El recuadro superior derecho presenta las provincias geológicas de Bolivia, situando el Área Iñau dentro del Subandino Sur. El recuadro inferior derecho muestra las áreas reservadas a favor de YPFB y, en rosado, la Zona Tradicional Petrolera donde se localiza el área de interés.



Fotografías de la planchada del pozo IÑA-X3D



Pozo IÑA-X3D

### Actividades relevantes

Desde el inicio de la perforación del pozo IÑA-X3D se ha llevado a cabo un seguimiento estratigráfico detallado de la secuencia rocosa atravesada. Paralelamente, se realiza una actualización continua del modelo estructural, basada en la identificación de los topes formacionales durante el avance de la perforación.

Estas actividades se desarrollan en estrecha coordinación con YPFB Casa Matriz y las gerencias técnicas correspondientes, con el objetivo de garantizar una ejecución eficiente y técnicamente sólida del proyecto.

### PROYECTOS EN ÁREAS DE CONTRATO

En sus Áreas de Contrato y con fin de incrementar la producción de los campos, YPFB Andina S.A. ejecutó distintas campañas de perforación, terminación e intervención orientadas al desarrollo y exploración de nuevos reservorios.



Cuadro N° 2  
Programación de la campaña de perforación, terminación e intervención

Id	Nombre	2025												2026								
		M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E
1	Equipo 1500 HP																					
2	ECD-5D																					
3	PM																					
4	SIR-WX1																					
5	PM																					
6	Equipo 1500 HP																					
7	BQN-N4DS T																					
8	PM																					
9	BQN-N19H																					
10	PM																					
11	Equipo 750H P																					
12	YPC-X5																					
13	PM																					
14	YPC-18D																					
15	PM																					
16	YPC2 6																					
17	PM																					
18	YPC- X3																					
19	PM																					

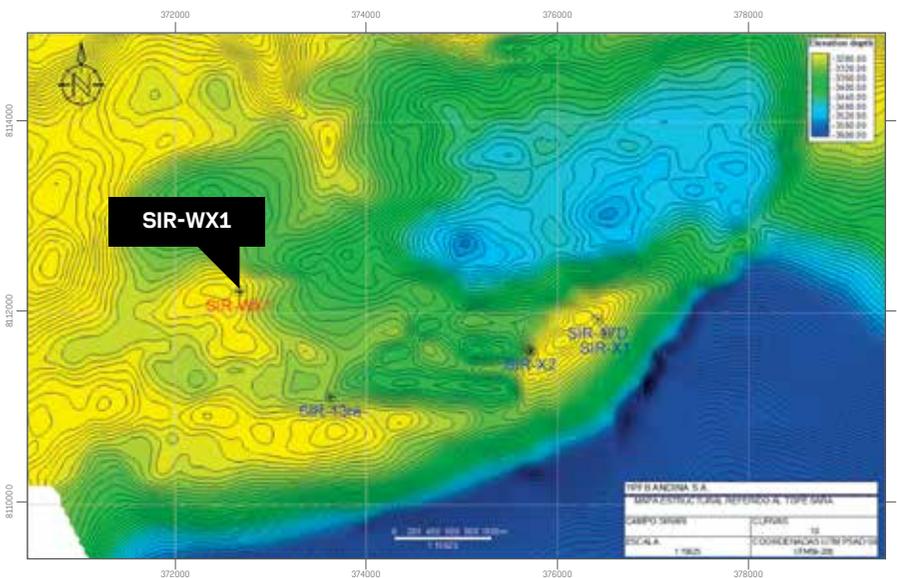
Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Proyectos ejecutados desde agosto de 2024 a mayo de 2025.

### Perforación SIR-WX1

El proyecto pozo SIR-WX1 (Sirari Oeste Exploratorio 1) es una estructura anticlinal con cierres estructurales independientes a la estructura tradicional del campo Sirari. Se trata de un pozo vertical ubicado cerca del ápice de la estructura. El pozo alcanzó una profundidad de 3800 m, atravesando los niveles objetivos Ayacucho y Ar. Sara en una posición estructural favorable. De acuerdo con el alcance del proyecto, se recolectó la información suficiente (Registros de pozo y control geológico) para caracterizar y evaluar los niveles objetivos. El pozo resultó descubridor de petróleo de la Fm. Sara.

**Objetivo Principal:** Reservorios Sara y Ayacucho

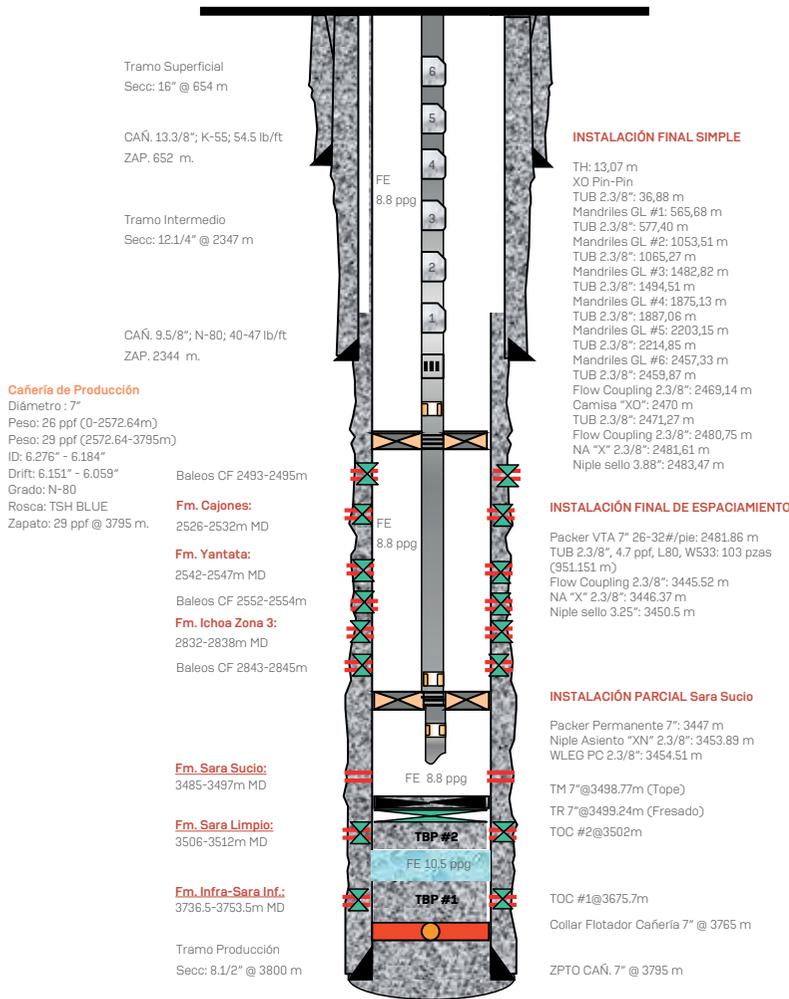
Figura N° 6  
Mapa estructural referido al Tope Sara



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Proyecto pozo SIR-WX1, ubicado en una estructura anticlinal independiente a las existentes en campo Sirari.



Figura N° 7  
Estado subsuperficial Pozo SIR-WX1



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Esquema subsuperficial de Terminación del pozo SIR-WX1.

**Operaciones:** A continuación, se muestra el resultado de la prueba de producción realizada en el tramo Ar. Sara Superior (3485 – 3497 m), con buenos resultados (productor de petróleo de 34°API).

Cuadro N° 3  
Prueba de producción arenisca Sara

Prueba de Producción tramo 3485 - 3497 m, Ar. Sara									
FECHA	Hrs	Choke	WHP	Gas Prod.	Petróleo	API	Agua	Presión Sep	RGP
D-M-A	hrs	/64"	Psi	MPCD	BPD		BPD	Psi	PC/Bbl
26/03/2025	19	14	362	125	200-250	34	0	58	498
27/03/2025	24	16	360	150	250-275	34	0	73	555

Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Caudales de producción inicial de la Arenisca Sara.

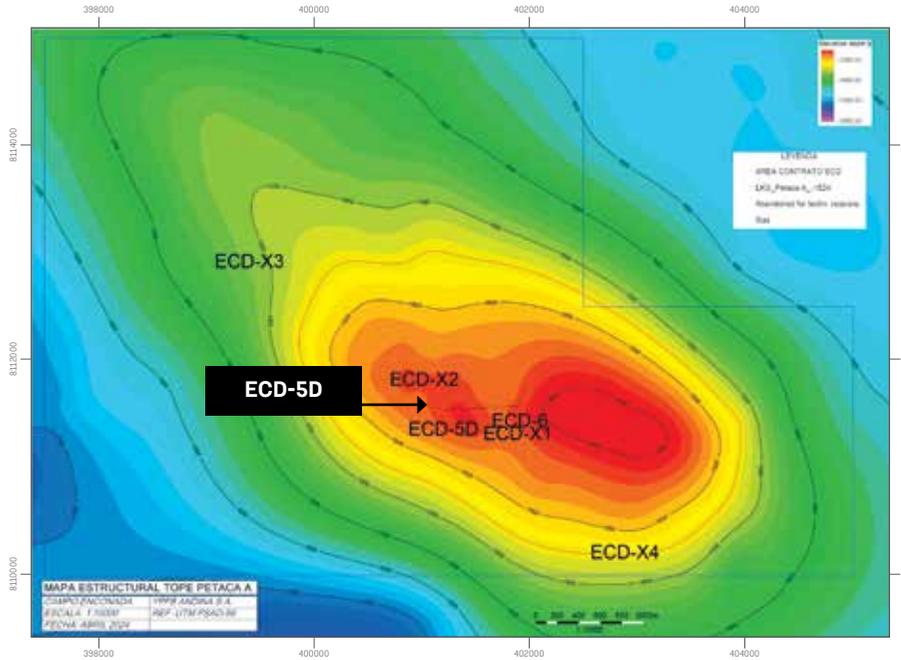
El resultado positivo del nivel Sara Superior será evaluado a través de pruebas extendidas una vez se realice el DTM del equipo. De acuerdo con el resultado se realizarán las gestiones para la Declaratoria de Comercialidad, con la finalidad de incorporar recursos a la Compañía.



## Perforación ECD-5D

El proyecto pozo ECD-5D se ubica en la planchada existente del pozo ECD-6. Se trata de un pozo dirigido hacia el oeste que alcanzará una profundidad final de +/-2100 m TVD.

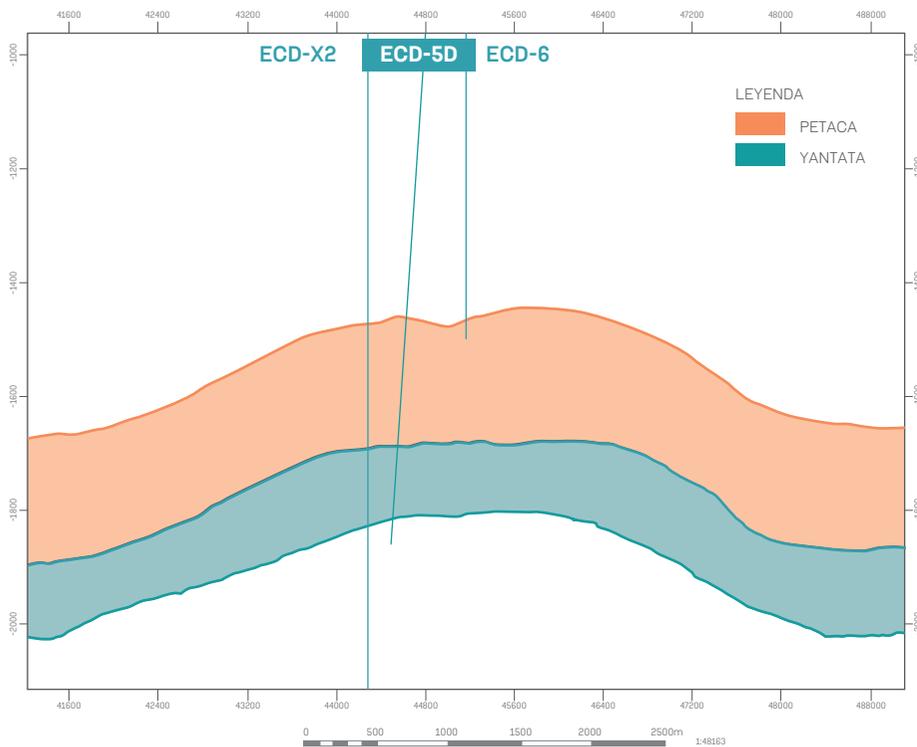
Figura N° 8  
Perforación ECD-5D



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Mapa Estructural referido al tope Petaca A con la ubicación del proyecto.

Figura N° 9  
Perforación ECD-5D

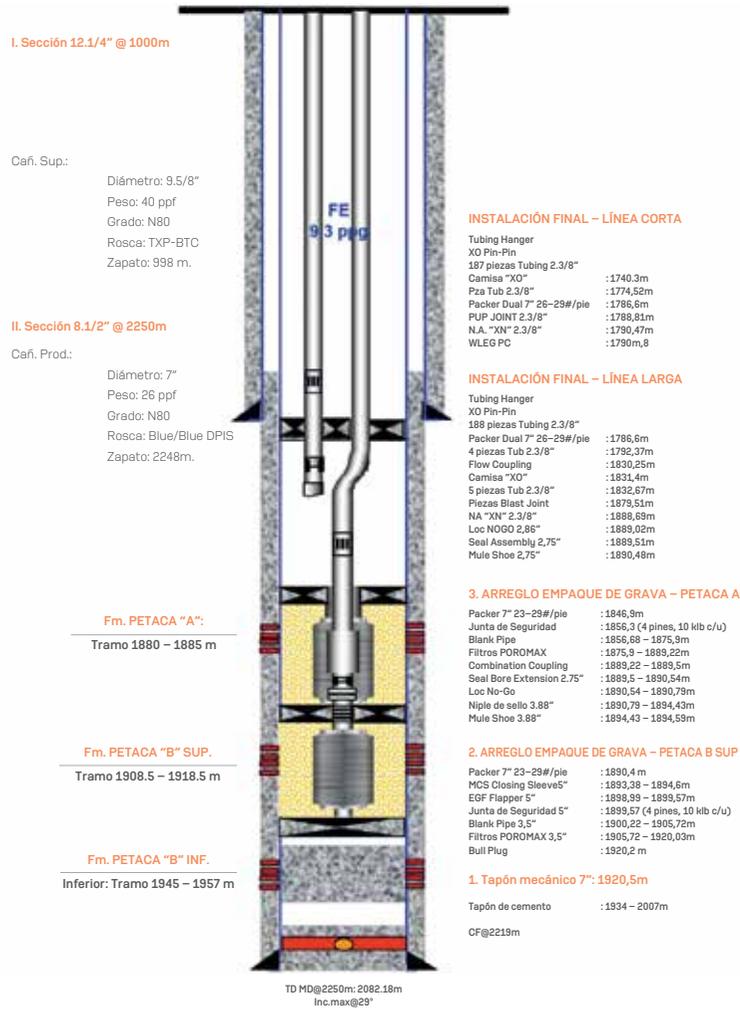


Fuente: Elaboración propia.

Nota: Corte Geológico longitudinal a la estructura con la trayectoria del pozo ECD-5D.



Figura N° 10  
Estado subsuperficial final terminación EOD-5D



Fuente: Elaboración propia.

**Objetivo Principal:** Desarrollar reservas de gas y condensado de los reservorios Petaca A y Petaca B.

**Resultados alcanzados (pruebas en Planchada):**

Cuadro N° 4  
Pruebas de producción Reservorios Petaca "A" y Petaca "B"

Prueba de Producción tramo Petaca A Tramo 1880-1885 m									
FECHA	Hrs	Choke	WHP	Gas Prod.	Petróleo	API	Agua	Presión Sep	RGP
D-M-A	hrs	/64"	Psi	MPCD	BPD	°	BPD	Psi	PC/Bbl
02/12/2024	24	12	1050	718	7	61	4	500	102571
23/03/2025	48	12	1493	1074	17	63	8	917	63175
Prueba de Producción tramo Petaca B Tramo 1908.5-1918.5 m									
FECHA	Hrs	Choke	WHP	Gas Prod.	Petróleo	API	Agua	Presión Sep	RGP
D-M-A	hrs	/64"	Psi	MPCD	BPD	°	BPD	Psi	PC/Bbl
02/11/2024	12	10	1036	190	2	62	8	500	95000
03/11/2024	18	12	987	205	5	62	8	500	40600

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Caudales de producción inicial del reservorio Petaca.

Ambos niveles fueron empacados, con sus líneas de producción respectivas: Línea larga (Petaca B), Línea Corta (Petaca A). Las operaciones de terminación concluyeron en noviembre 2024, con la instalación del arbolito de producción. Actualmente el pozo se encuentra en evaluación de resultados finales.

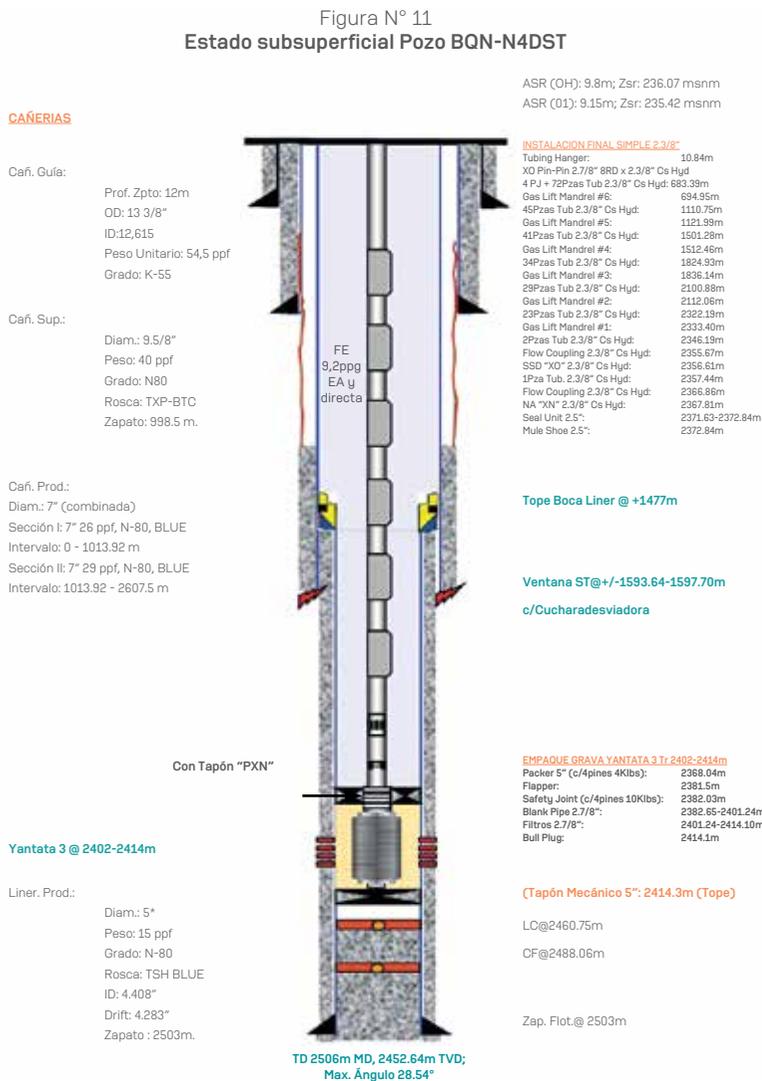
## Intervención y Perforación Lateral al Pozo BQN-N4D

El proyecto pozo BQN-N4DST inició con la intervención del pozo original BQN-N4D y posterior perforación lateral (side track). Es un pozo dirigido hacia el SW con un ángulo de inclinación de 30°, cuyas coordenadas objetivo se ubican en el sector centro suroeste de la estructura, alcanzó una profundidad de +/-2506 m, atravesando los niveles objetivo de la formación Yantata en una posición estructural favorable y buena calidad de reservorio.

El pozo fue entubado con sistema de control de arena y con mandriles de Gas Lift.

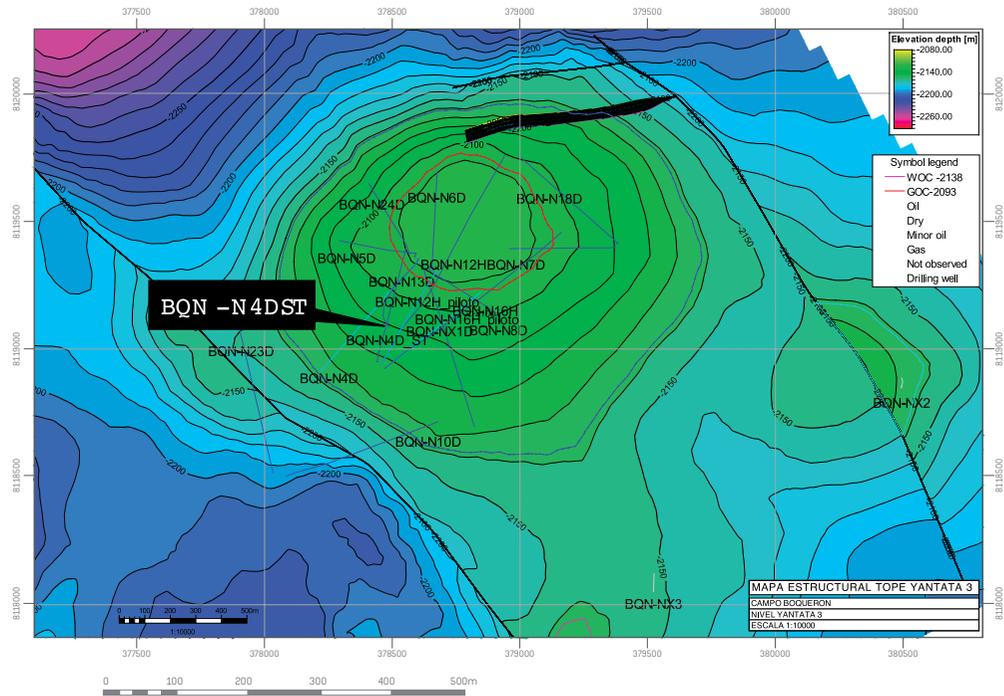
El proyecto tiene como objetivo principal desarrollar reservas de hidrocarburos líquidos existentes en la formación Yantata (nivel Yantata 3).

Líneas abajo se muestra el mapa estructural con la ubicación del proyecto y un corte geológico con la trayectoria del pozo y la secuencia estratigráfica a atravesar.



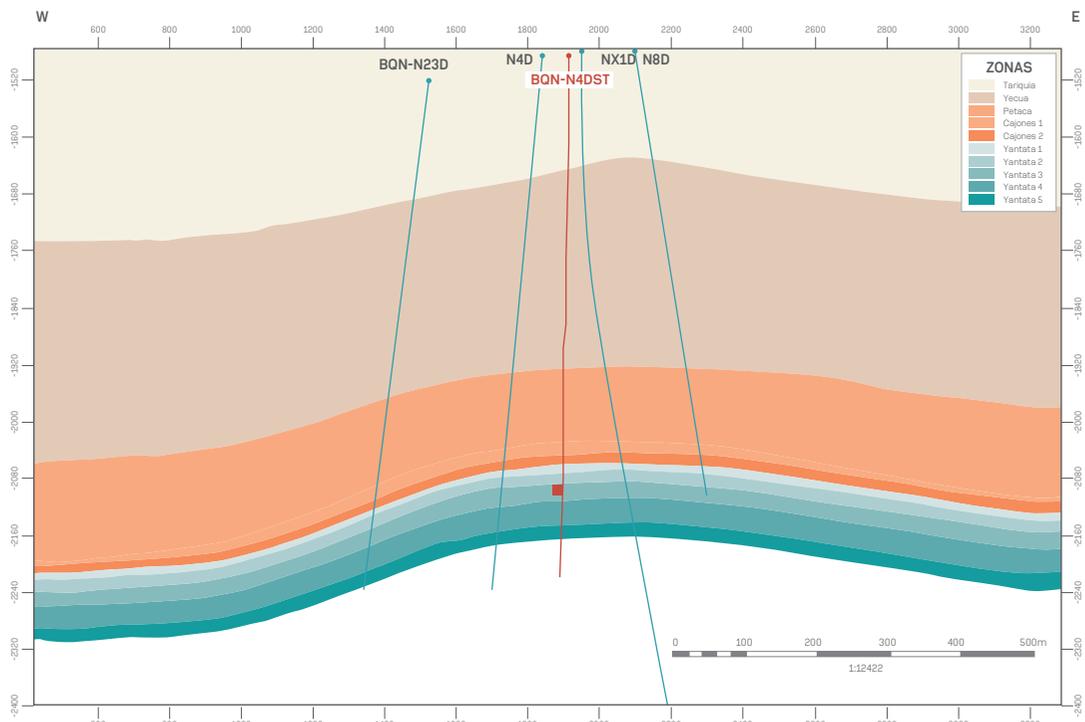
Fuente: Elaboración propia.  
 Nota: Esquema subsuperficial de terminación del pozo BQN-N4DST.

Figura N° 12  
Perforación Pozo BQN-N4DST  
Tope Yantata 3



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Mapa Estructural referido al tope Yantata 3 con la ubicación del proyecto.

Figura N° 13  
Perforación Pozo BQN-N4DST  
corte geológico W-E con la ubicación y objeto del proyecto Pozo BQN-N4DST



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Corte Geológico longitudinal a la estructura con la trayectoria del pozo BQN-N4DST.

En noviembre 2024 inició operaciones de intervención, posteriormente se realizó el side track perforando hacia el objetivo. Se baleó el tramo de interés YTT-3 (2402-2414 m) con los siguientes resultados:

Cuadro N° 5  
Prueba de producción en planchada

Pdp pre-empaque en planchada						
FECHA	Ck	Gas Prod	WHP	Petróleo	Agua	Presión Sep
D-M-A	/64"	MPCD	Psi	BPD	BPD	Psi
09/12/2024	8	36	808	100		150
09/12/2024	10	65	714	164		150
10/12/2024	10	68	781	188		150
10/12/2024	12	122	816	297		150

Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Caudales de producción inicial del reservorio Yantata.

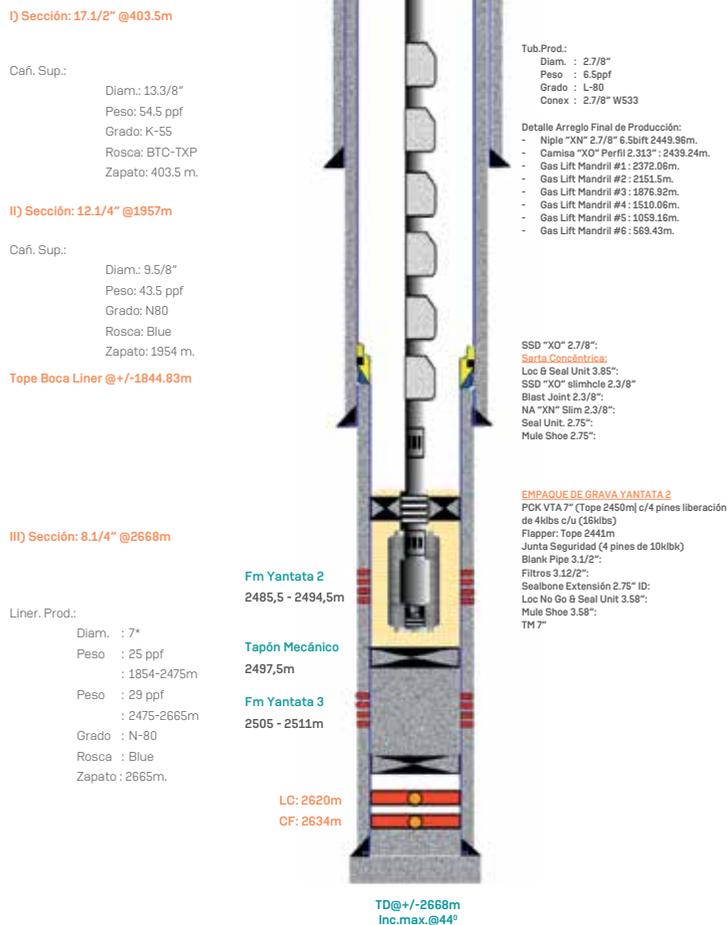
El pozo fue terminado en enero 2025, instalando un equipo de producción simple, compuesto por un empaque de grava para el control de arena y mandriles de gas lift. Se encuentra en espera de las líneas de recolección para ser puesto en producción.

### Perforación pozo BQN-N19D

La estructura Boquerón Norte fue descubierta en el año 2015 con la perforación del pozo BQN-NX1D, clasificado productor de petróleo del reservorio Yantata.

De acuerdo con el análisis estático y dinámico, se propone continuar con el desarrollo perforando el pozo BQN-N19D.

Figura N° 14  
Estado subsuperficial Pozo BQN-N19D



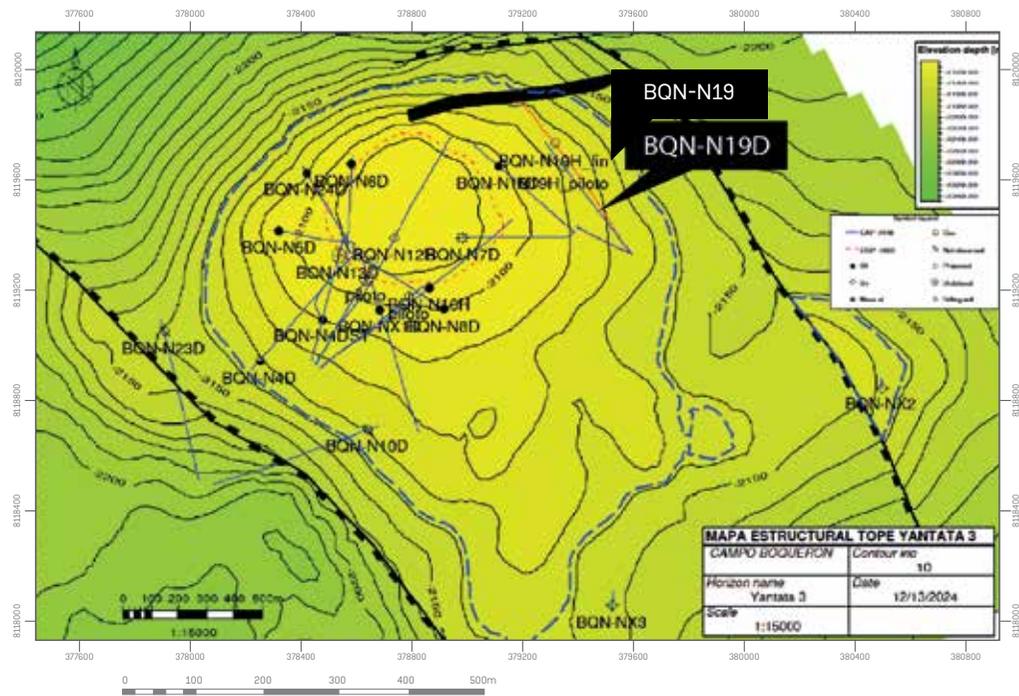
Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Esquema subsuperficial de Terminación del pozo BQN-N19D.



**Objetivo Principal:** Desarrollar reservas de hidrocarburos líquidos existentes en la formación Yantata (nivel Yantata 3).

Abajo se muestra el mapa estructural con la ubicación del proyecto y un corte geológico con la trayectoria del pozo y la secuencia estratigráfica a atravesar.

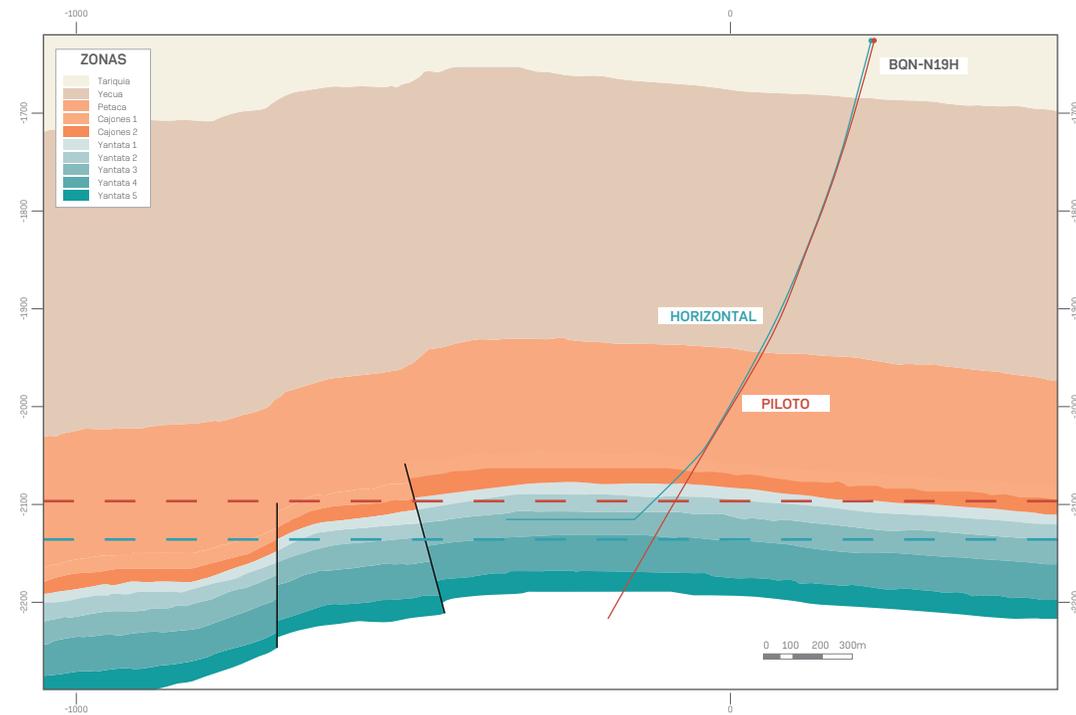
Figura N° 15  
Mapa estructural referido al tope Yantata 3



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Mapa Estructural referido al tope Yantata 3 con la ubicación del proyecto.

Figura N° 16  
Corte geológico SE-NW con la ubicación y objeto del proyecto



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Corte Geológico longitudinal a la estructura con la trayectoria del pozo BQN-N19D, en base a la evaluación de registros de pozo fue terminado en el pozo piloto, descartándose el pozo horizontal.

**Estado Actual del proyecto:** Actualmente el pozo se encuentra cerrado, a la espera de limpieza para recuperar fluido de Extensión PAC e ingresar a producción.

Cuadro N° 6  
Pruebas de producción en planchada

Pruebas de Producción Pre-Extensión PAC CK 10 y 12/64"											
FECHA	Choke	Tiempo PPD	Gas Prod.	WHP	Petróleo	Agua	Presión Sep	Densidad	RGP	Salinidad	PH
D-M-A	/64"	Hrs	MPCD	Psi	BPD	BPD	Psi	API	PC/Bbl	(mg/l)CL	-
13-14/03/2025	10	12	22	289	62	0	125	46,8	347,087	-	-
14/03/2025	12	5	62	244	85	0	130	47,4	795,531	-	-

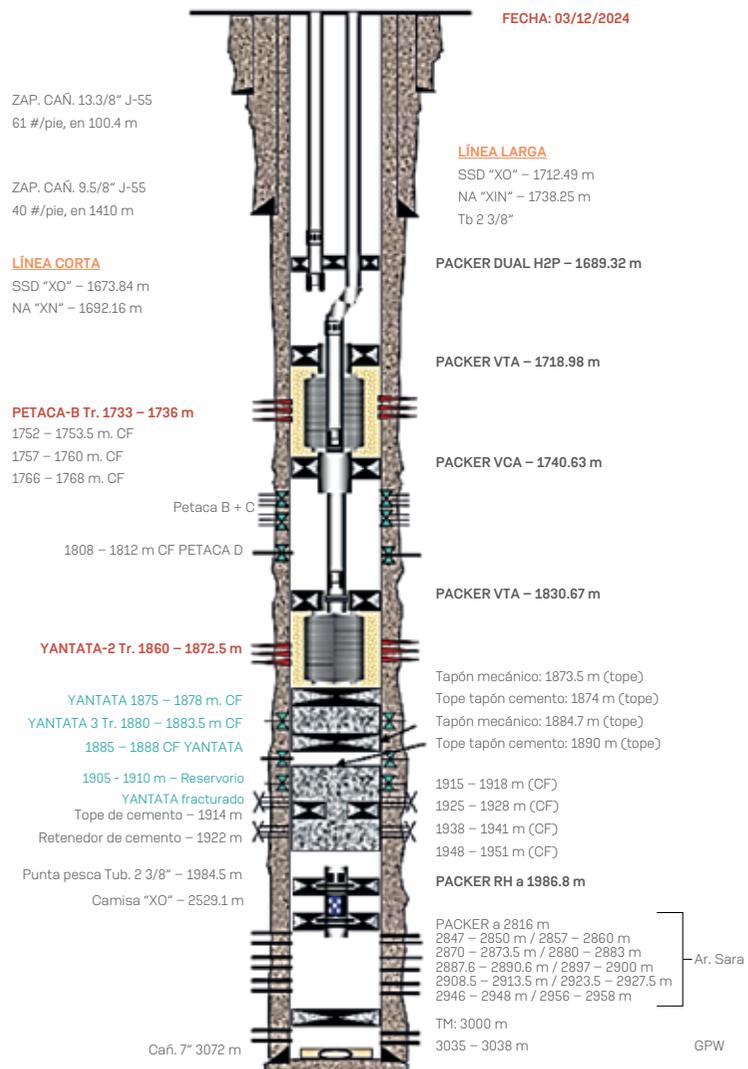
Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Caudales de producción inicial del reservorio Yantata.

### Intervención YPC-X5

Debido al incremento de producción de agua en el reservorio Yantata, el pozo se encontraba cerrado. Para recuperar su producción, se propuso intervenir, habilitando el tramo superior de este reservorio, con la finalidad de desarrollar reservas de gas y condensado en el campo Yapacaní.



Figura N° 17  
Estado subsuperficial Pozo YPC-X5



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Esquema subsuperficial de terminación del pozo YPC-X5.



Planta Yapacaní

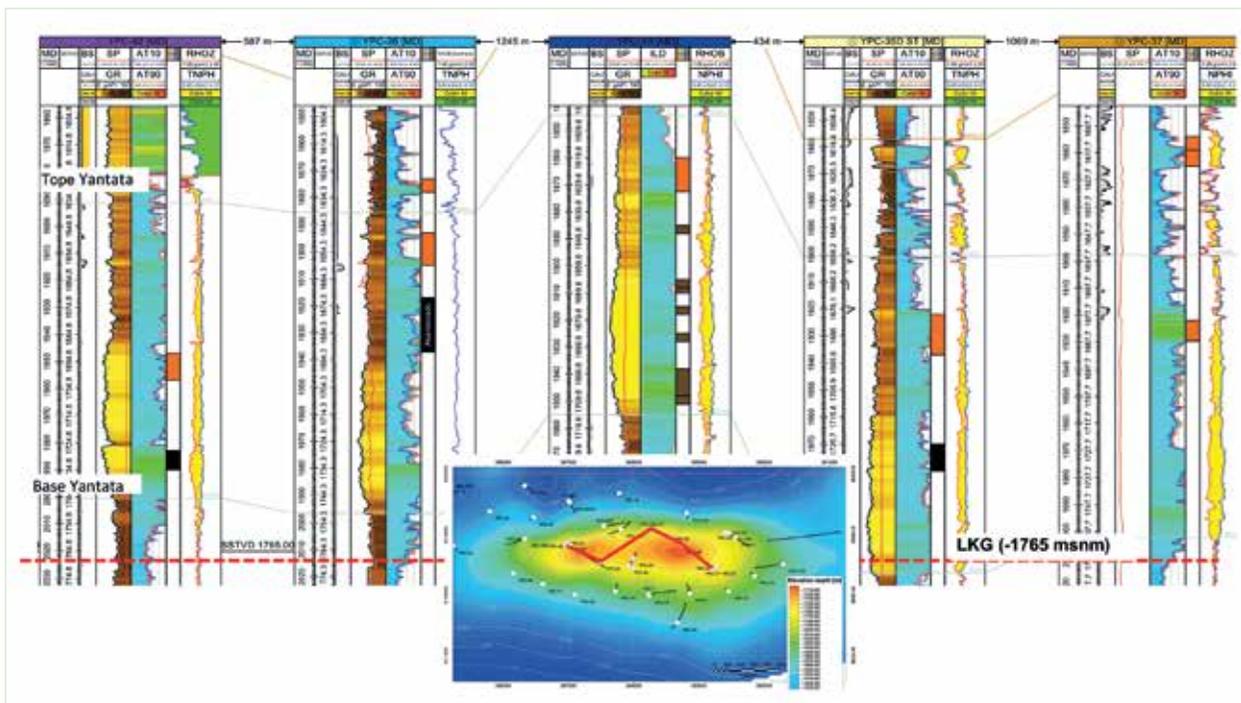
**Objetivo Principal:** Reservorio Yantata tramo superior.

**Objetivo Secundario:** Reservorio Petaca (tramo 1733-1736m. - PTC-B).

**Estado Actual del proyecto:** pozo con arreglo de producción doble, línea larga reservorio Yantata, línea corta reservorio Petaca, habilitado a planta Yapacaní en diciembre de 2024. Caudales actuales 2,79 MMpcd de gas y 25 bpd de condensado.



Figura N° 18  
Correlación estructural referido al reservorio Yantata



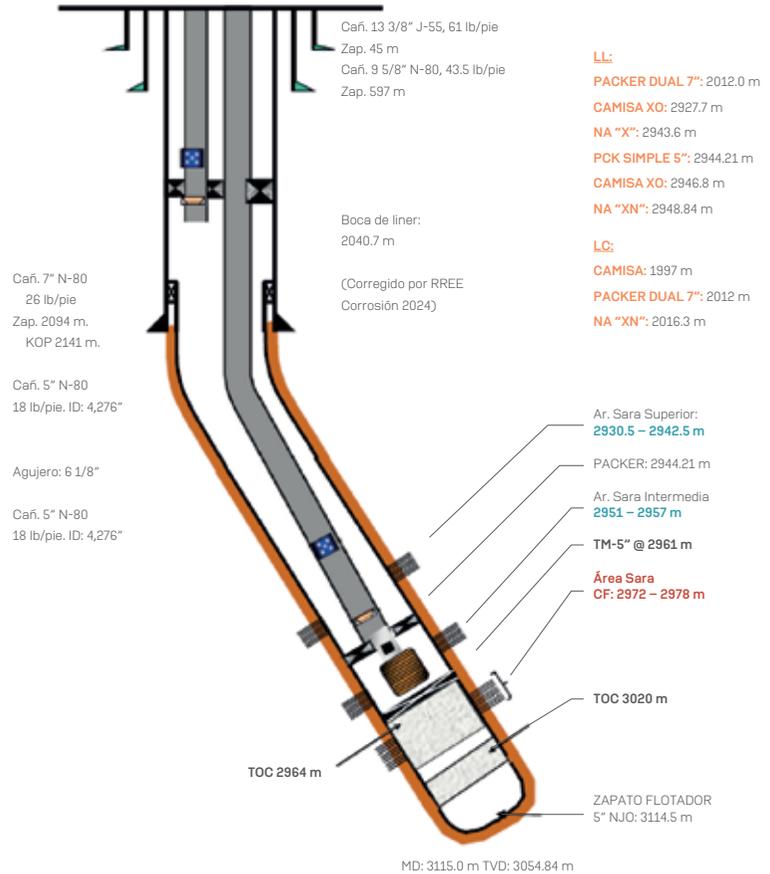
Nota: Correlación Estructural pozos YPC-40, YPC-26, YPC-X5, YPC-35D y YPC-37 referido a la Formación Yantata.



## Intervención YPC-18D

**Objetivo:** habilitar a producción las formaciones Sara Superior e Inferior, con el fin de identificar el tramo más favorable para la instalación de un arreglo de producción doble. Esta intervención permitió continuar con el desarrollo de las reservas de gas y condensado del reservorio Sara, en el campo Yapacaní y contribuir al incremento de la producción de hidrocarburos en dicha área.

Figura N° 19  
Estado subsuperficial Pozo YPC-18D



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Esquema subsuperficial de Terminación del pozo YPC-18D.

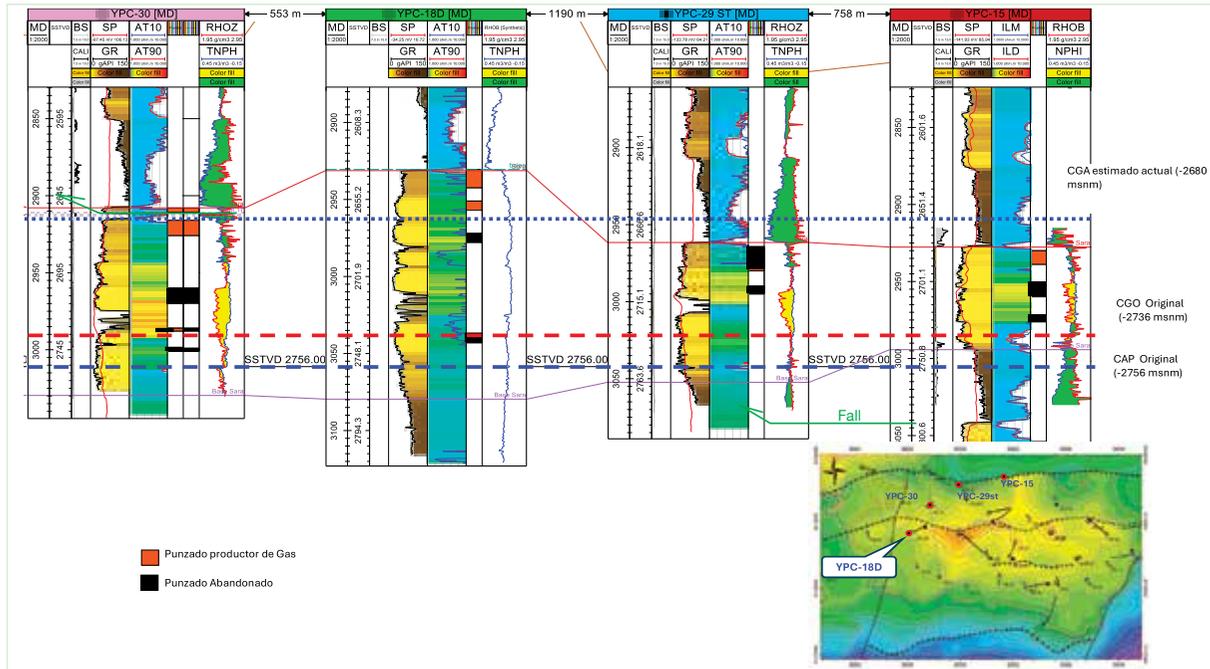


**Objetivo Principal:** Reservorio Sara.

**Estado Actual del proyecto:** Resultados positivos en producción de gas en el reservorio Sara.

**Fecha de puesta en marcha febrero 2025.**

Figura N° 20  
Correlación estructural referido al reservorio Sara



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Correlación Estructural pozos YPC-30, YPC-18D, YPC-29 ST y YPC-15 referido al reservorio Sara.



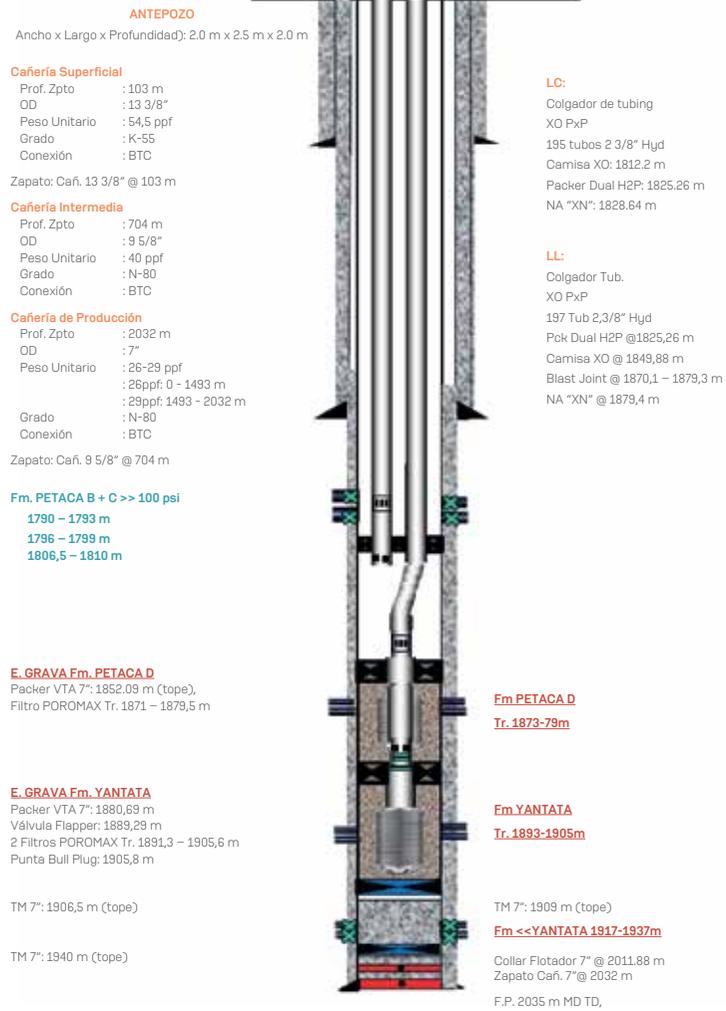
Planta Yapacani



## Intervención YPC-26

Debido al incremento de producción de agua en el reservorio Yantata, el pozo se encontraba cerrado. Se propuso intervenir, habilitando el tramo superior del reservorio con la finalidad de desarrollar reservas de gas y condensado.

Figura N° 21  
Estado subsuperficial Pozo YPC-26



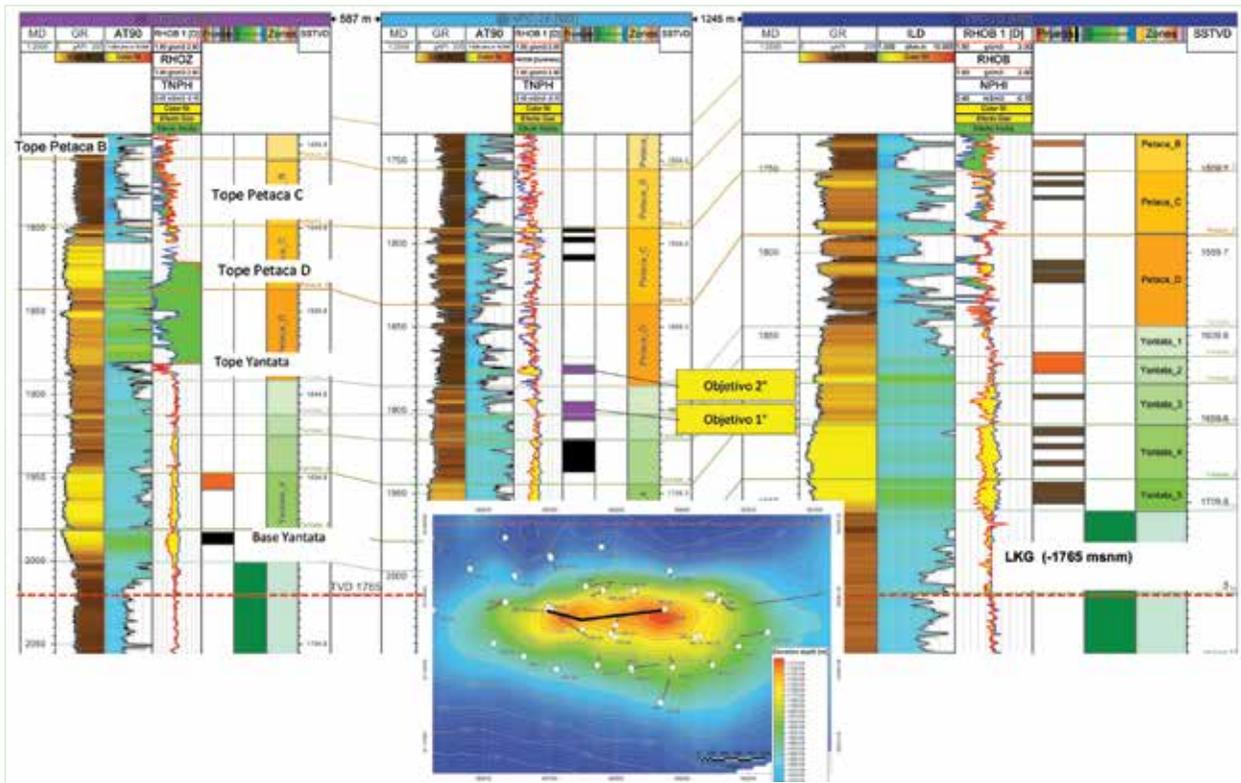
Fuente: Elaboración propia.

Nota: Esquema subsuperficial de Terminación del pozo YPC-26.



Planta Río Grande

Figura N° 22  
Correlación estructural referido al reservorio Petaca D y Yantata



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Correlación Estructural pozos YPC-40, YPC-26 y YPC-X5 referido a la formación Petaca y Yantata.

**Objetivo Principal:** Reservorio Yantata tramo superior.

**Objetivo Secundario:** Reservorio Petaca (PTC-D).

Pozo con arreglo de producción doble, línea larga reservorio Yantata, línea corta reservorio Petaca, habilitado a planta Yapacaní en marzo de 2025. Caudales actuales 2,72 MMpcd de gas y 11 bpd de condensado.



El principal objetivo del Proyecto “Batería de Campos Menores” es optimizar la producción de gas natural proveniente de los campos Enconada, Palacios y Puerto Palos.

Proyectos de Facilidades de Producción:

Batería de Compresión Campos Menores



Batería de compresión campos menores

Figura N° 23  
Maqueta del Proyecto



Fuente: Elaboración propia.

El Proyecto “Batería de Campos Menores” tiene como objetivo optimizar la producción de gas natural proveniente de los campos Enconada, Palacios y Puerto Palos mediante la instalación de una batería de compresión que permita mantener condiciones de flujo crítico en los pozos y reducir la contrapresión en las líneas troncales que conectan con la Planta de Procesamiento Yapacaní (YPC).

Estos campos, denominados Campos Menores, han representado en los últimos años un aporte significativo y sostenido en los volúmenes de entrega diaria de YPFB Andina S.A., contribuyendo de forma estratégica a la demanda nacional y al cumplimiento de compromisos contractuales. No obstante, algunos pozos actualmente enfrentan condiciones de flujo subcrítico, ocasionadas por la elevada contrapresión en el ducto de interconexión, lo que limita su eficiencia productiva y amenaza con acelerar su declinación.

La implementación de la batería de compresión permitirá recuperar la productividad de los pozos, prolongar su vida útil y mejorar el factor de recuperación de los campos, asegurando así la continuidad del suministro desde una fuente que ha sido clave para la compañía.

Con una producción consolidada de aproximadamente 33,5 MMpcd, el gas proveniente de estos campos es enviado inicialmente al sistema de 900 Psi, y conforme avanza la declinación natural, será redirigido al sistema de 500 Psi en la Planta Yapacaní, desde donde se garantiza su ingreso al sistema de ventas de YPFB. La implementación del proyecto espera alcanzar una incorporación en las reservas de 8.8 BCF.



Los denominados Campos Menores han representado en los últimos años un aporte significativo y sostenido en los volúmenes de entrega diaria de YPFB Andina S.A.





Desde el punto de vista técnico, el proyecto contempla la instalación de:

- Compresores recíprocos.
- Separadores trifásicos de producción y de prueba.
- Bombas de condensado y agua.
- Generador eléctrico, sistema de *flare*, agua de servicios y red contra incendios.

Las instalaciones se ubicarán en el área del Colector M-400, optimizando la infraestructura existente. Asimismo, en línea con la estrategia de optimización de activos disponibles, parte significativa del equipamiento requerido, como compresores, equipos estáticos, sistemas modulares y componentes auxiliares, será reutilizado a partir de equipos actualmente fuera de servicio, los cuales serán evaluados, reacondicionados y adaptados para garantizar un funcionamiento eficiente y confiable dentro del nuevo esquema operativo.

El proyecto se encuentra en ejecución desde la gestión 2025 y su desarrollo ha sido estructurado en dos fases:

- Fase I: Puesta en marcha temprana programada para marzo de 2026.
- Fase II: Puesta en marcha temprana programada para noviembre de 2026.

Con un presupuesto estimado de 12,7 MMUSD, esta iniciativa representa una prioridad estratégica para la compañía, ya que garantiza la sostenibilidad de la producción, la eficiencia operativa y la continuidad del abastecimiento de gas al mercado nacional e internacional a través del sistema de ventas de YPFB.





Planta Río Grande



La implementación del sistema de Gas Lift en el Campo Boquerón Norte representa una acción estratégica para sostener e incrementar la producción nacional de hidrocarburos líquidos.



Planta Yapacaní

### Gas Lift Boquerón Norte

El Proyecto “Gas Lift BQN Norte” tiene como objetivo implementar un sistema de levantamiento artificial por gas (Gas Lift) en el Campo Boquerón Norte, ubicado en el Área Norte del Bloque Boomerang, al noroeste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra. Esta solución técnica permitirá inyectar gas a presión en los pozos con declinación natural de energía, mejorando la recuperación de hidrocarburos y prolongando la vida productiva del campo.

El sistema contempla la instalación de compresores, líneas de inyección, y la adecuación de los ductos de envío y retorno de gas tratado desde y hacia la Planta Yapacaní, desde donde el gas es entregado al sistema de transporte para su comercialización. Con esta estrategia se busca mantener e incluso incrementar el factor de recuperación del yacimiento.

El proyecto contempla inyectar gas de levantamiento en diez pozos productores, distribuidos en tres planchadas, cada una interconectada mediante líneas de producción de 6” y de control de 3” hacia una infraestructura común. En línea con la estrategia de optimización de activos existentes, parte del equipamiento requerido como compresores, equipos estáticos, sistemas de control y componentes auxiliares será reutilizado a partir de equipos actualmente fuera de servicio, los cuales serán evaluados, reacondicionados y adaptados para garantizar un funcionamiento eficiente y confiable dentro del nuevo esquema operativo del proyecto.

La implementación del sistema de Gas Lift en el Campo Boquerón Norte representa una acción estratégica y prioritaria para sostener e incrementar la producción nacional de hidrocarburos líquidos, en un contexto donde muchos campos presentan una declinación natural de presión. Este proyecto permitirá revitalizar pozos actualmente en pérdida de productividad, contribuyendo directamente a la seguridad energética del país y a la reducción de la dependencia de importaciones.

En este sentido, la puesta en marcha temprana del sistema a través de una ejecución por fases y el aprovechamiento de equipos ya disponibles para su reacondicionamiento resulta crucial para acelerar los beneficios operativos y económicos del proyecto. Esta decisión estratégica no solo optimiza recursos, sino que también asegura que los volúmenes de producción comprometidos puedan integrarse de manera oportuna al sistema de transporte y comercialización nacional, fortaleciendo la cadena de suministro y la generación de ingresos para el Estado. La implementación del proyecto proyecta alcanzar una incorporación en las reservas 1,32 Mbbls.



El proyecto se encuentra en ejecución desde la gestión 2024 y su desarrollo ha sido estructurado en dos fases:

- Fase I - Planchada 1: Puesta en marcha temprana programada para octubre de 2025.
- Final Fase I: Puesta en marcha definitiva programada para diciembre de 2025.
- Fase II: En etapa de planificación.

El presupuesto estimado del proyecto asciende a 8,3 MMUSD. Su implementación progresiva permitirá disminuir el impacto de la declinación natural, mejorar la eficiencia operativa y asegurar el cumplimiento de los compromisos de entrega al sistema de ventas de YPFB.

Este proyecto representa un componente clave en la estrategia de sostenibilidad de YPFB Andina S.A., enfocada en maximizar el aprovechamiento de reservas, optimizar la infraestructura existente y mantener la continuidad de producción en campos maduros.

### Ampliación Sistema Compresión 200 PSI (YPC) Fase II

El proyecto "Ampliación del Sistema de Compresión 200 Psi (YPC)" forma parte de la visión estratégica de optimización del uso de facilidades en el Área Norte de las áreas Operadas por YPFB Andina S.A. y tiene como objetivo consolidar un sistema robusto de compresión de gas que permita sostener e incrementar la producción del Campo Yapacaní. Esta iniciativa busca responder a la declinación de presión en los pozos productores, evitar restricciones operativas y maximizar los volúmenes recuperables mediante un sistema de compresión escalonado y eficiente.

Durante el 2024 se ejecutó la Fase I del proyecto, incorporando el compresor C-6003, lo que permitió ampliar la capacidad de compresión de 18 a 30 MMpcd. Esta mejora operativa generó un incremento inmediato de producción de  $\pm 2,0$  MMpcd y una ganancia neta en reservas de 7,91 BCF, elevando el total del campo de 94,85 a 102,76 BCF.



8,3

MMUSD

Es el presupuesto  
estimado del  
proyecto Gas Lift  
BQN Norte



Planta Yapacaní

La Fase II del proyecto, prevista para ejecución entre 2025 y 2026, contempla la incorporación del compresor C-6002, con el cual se proyecta alcanzar una ganancia adicional acumulada de  $\pm 13$  BCF. Esta ampliación no solo permite sostener el régimen de producción, sino que extiende la vida útil de los pozos actualmente en flujo crítico y asegura la continuidad del suministro hacia el sistema de transporte.

Adicionalmente, el Sistema de Compresión de 200 Psi en YPC cumple un rol fundamental como infraestructura articuladora de proyectos clave del Área Norte, permitiendo el manejo eficiente de 10 MMpcd de gas de levantamiento artificial proveniente del proyecto Gas Lift Boquerón Norte, así como de otros 10 MMpcd provenientes del nuevo sistema de compresión a 80 Psi de la misma planta YPC. Esta capacidad integrada fortalece la flexibilidad operativa del sistema, mejora la compatibilidad de presiones entre subsistemas y reduce significativamente los cuellos de botella operativos.

El monto total de inversión para el proyecto asciende a 5,39 MMUSD, de los cuales a diciembre de 2024 se han ejecutado 1,79 MMUSD, quedando por ejecutar 3,53 MMUSD en las gestiones 2025 y 2026.

La implementación de este proyecto en sus dos fases está alineada con una estrategia integral que articula otras iniciativas complementarias, como la compresión y separación a 80 Psi en Yapacaní y el sistema Gas Lift en Boquerón Norte, consolidando una arquitectura de producción más flexible, eficiente y preparada para las condiciones operativas del mediano y largo plazo.





### Implementación del Sistema de Compresión y Separación de 80 PSIG YPC

El proyecto "Implementación del Sistema de Compresión y Separación de 80 Psi en la Planta Yapacaní (YPC)" forma parte de la estrategia de optimización del uso de instalaciones y recursos disponibles en el Área Norte operada por YPFB Andina S.A. Su objetivo principal es reducir la presión de abandono de los pozos productores, permitiendo mantener activos pozos actualmente en flujo subcrítico y extender significativamente su vida útil.

Anteriormente, los pozos que enviaban su producción a YPC debían mantener una presión mínima de 200 Psi para ingresar al sistema de compresión existente. Con la implementación de este nuevo sistema, se establece una nueva línea base operativa de 80 Psi, lo que posibilita la reapertura de pozos cerrados por baja presión de surgencia y evita el cierre anticipado de otros pozos productivos. Esta mejora operativa es fundamental para mantener la continuidad productiva y evitar la pérdida de reservas disponibles.

El proyecto contempla la reutilización y adecuación de equipos actualmente disponibles en planta, reduciendo los tiempos de implementación y optimizando la inversión. Esta reutilización refleja una visión responsable y eficiente en el uso del capital, alineada con las mejores prácticas en la gestión de activos.

Además, se estima que la implementación del sistema permitirá un aporte incremental en reservas de 4,5 BCF, gracias a la mejora del factor de recuperación de los pozos del campo Yapacaní, uno de los activos estratégicos de la compañía. Esta ganancia en reservas refuerza la sostenibilidad del portafolio de producción de la empresa en el mediano plazo.

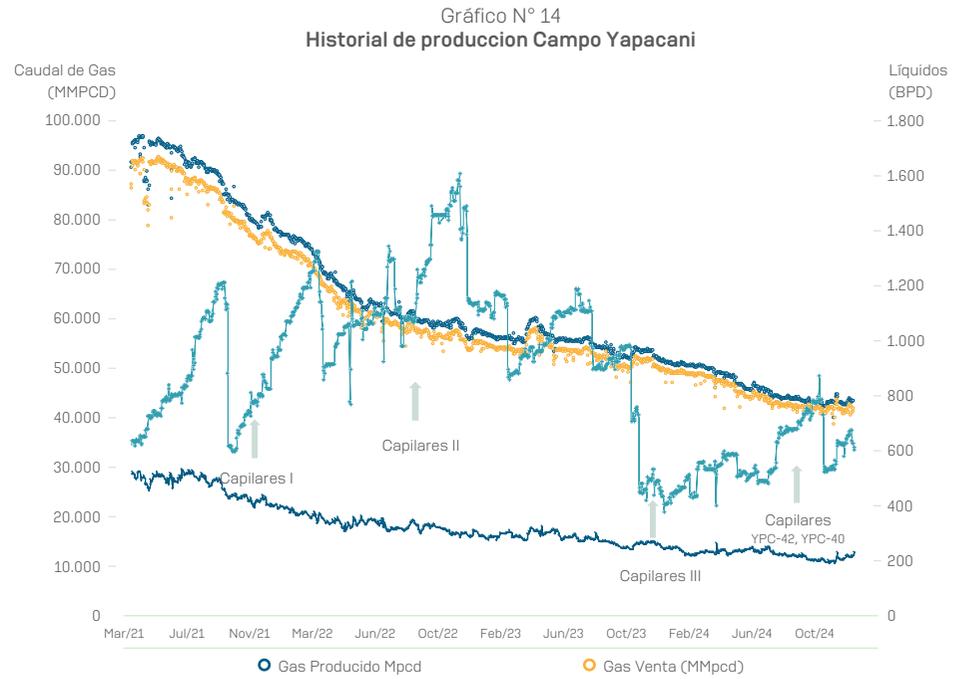
El proyecto se encuentra en curso desde principios del 2025, con actividades de ingeniería, adquisición de equipos, obras civiles e integridad técnica, y será puesto en marcha en el primer trimestre del 2026. La ejecución oportuna es clave para evitar el cierre progresivo de pozos en condiciones subcríticas y garantizar el cumplimiento de metas de producción y recuperación.

En conjunto, esta iniciativa no solo responde a una necesidad operativa inmediata, sino que también se articula con otros proyectos estratégicos en la zona como la ampliación del sistema de compresión de 200 Psi y el sistema de Gas Lift en Boquerón Norte, consolidando una red de producción más flexible, eficiente y resiliente en el Área Norte operada por YPFB Andina S.A.



## Seguimiento Proyecto Coproducción YPC- Res. SARA

La producción de hidrocarburos (gas natural y líquidos) en el campo Yapacaní se ha visto afectada por las variaciones diarias e intradiarias en las nominaciones de los mercados (interno y exportación), especialmente en el 2020.



Fuente: Elaboración propia.

Se realizó el análisis y evaluación de los resultados para la selección de los pozos candidatos a implementar la técnica de capilares. Se seleccionaron los pozos YPC-15, YPC-41D y YPC-34DL. En la gestión 2024 se instalaron a 9 pozos (YPC-34LL, YPC-35 LL, YPC-21 LL, YPC-28 LC, YPC-38 LL, YPC-30, YPC-23 LL, YPC-24 LC).

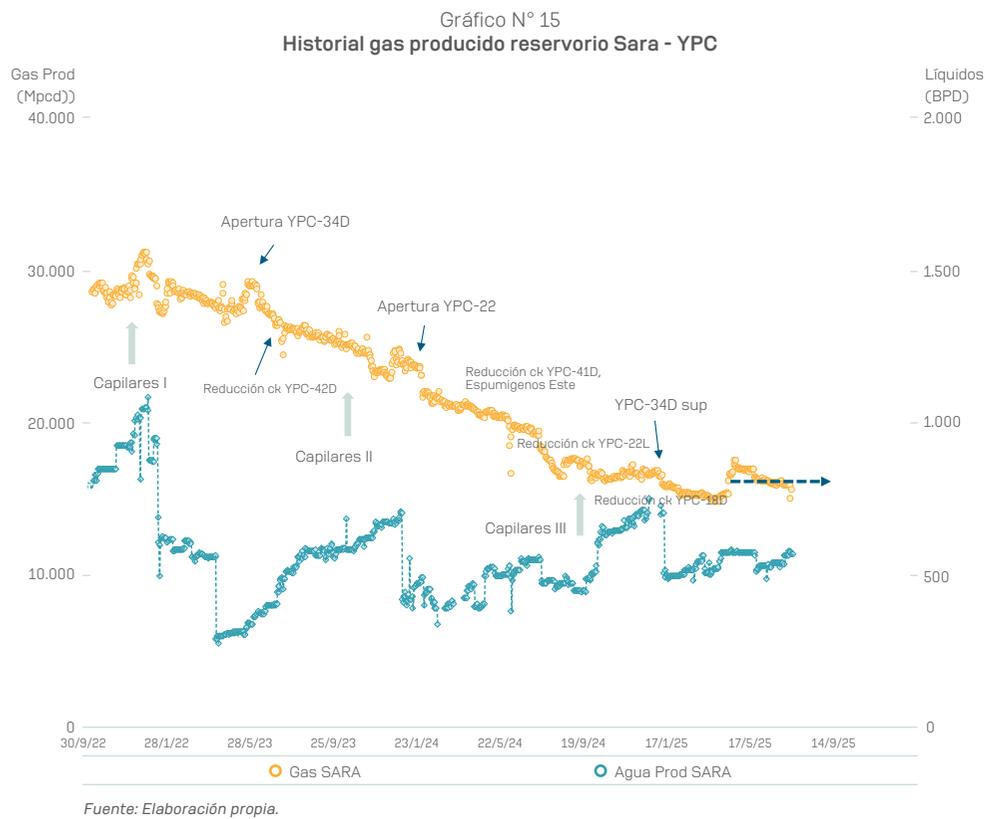


Planta Yapacaní



**Propuesta, seguimiento y monitoreo de aperturas de pozos (Dewatering).**- Como parte de la propuesta, se contempla el seguimiento continuo de la producción del reservorio, así como el monitoreo individual por pozo, mediante la realización de pruebas de producción periódicas.

A continuación, se presenta el historial de producción del reservorio Sara, incluyendo los principales hitos operativos y los ingresos a producción derivados de las distintas intervenciones realizadas.



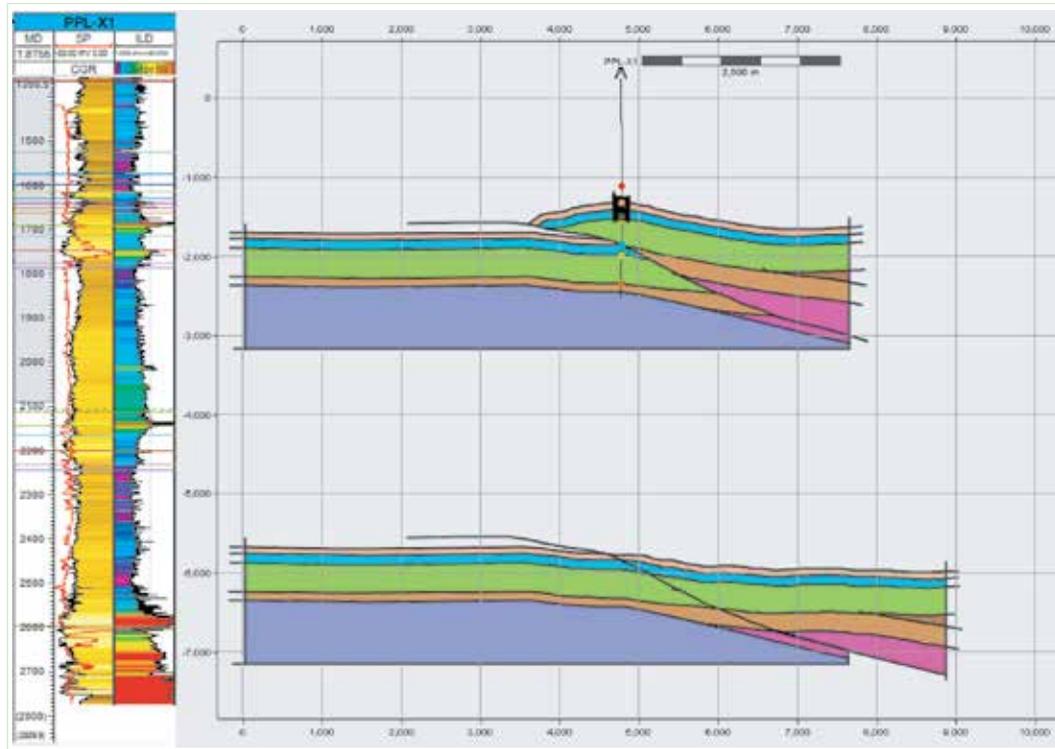
Se implementaron capilares con inyección de espumígeno a los pozos YPC-15, YPC-41D y YPC-34DL, actualmente en evaluación y optimización de inyección a YPC-34LL, YPC-35 LL, YPC-21 LL, YPC-28 LC, YPC-38 LL, YPC-30, YPC-23 LL, YPC-24 LC.

## Estudios:

### Modelo Geocelular Puerto Palos - Palacios

La perforación de dos nuevos pozos generó información adicional relevante para ambos campos, lo que hizo necesaria la construcción de un nuevo modelo geocelular que incorporó estos datos. Para ello, se realizó una revisión exhaustiva de la información estructural y estratigráfica, a fin de asegurar una representación precisa y actualizada del subsuelo en el modelo.

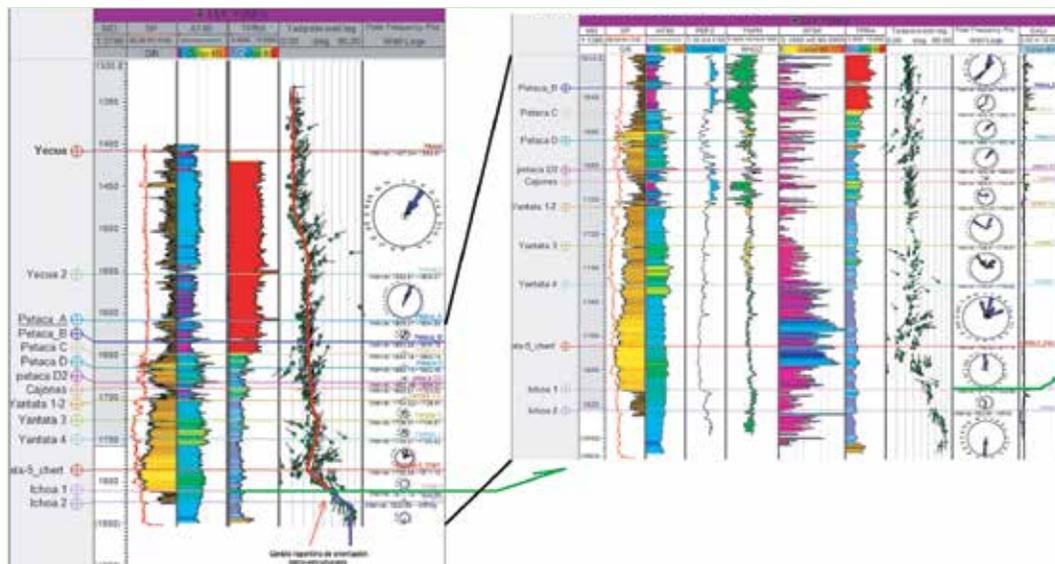
Figura N° 24  
Modelo geocelular Puerto Palos - Palacios



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Modelo Estructural del área Puerto Palos -Palacios para los reservorios de interés Petaca-Yantata.

Figura N° 25  
Análisis criterios de Falla 3



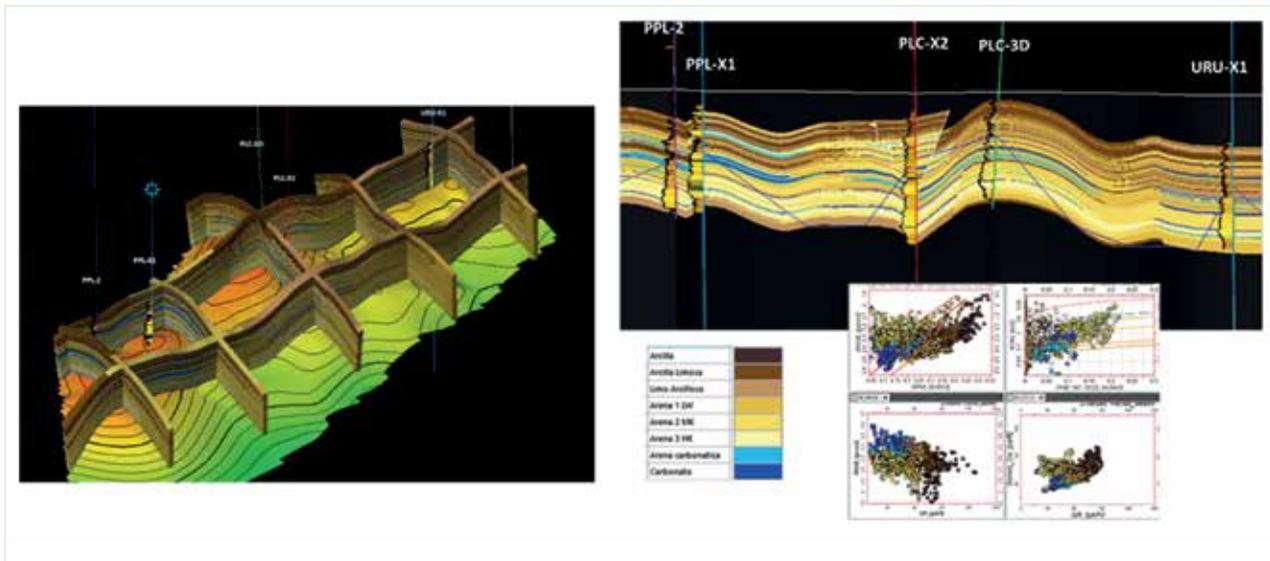
Fuente: Elaboración propia.

Nota: Integración de datos estructurales (Dip-azimut) del pozo PPL-2 al modelo.

Se generó un modelo geocelular, el cual fue poblado mediante algoritmos geoestadísticos utilizando las propiedades petrofísicas derivadas de los registros de pozos del campo. Asimismo, se desarrollaron electrofacies que permiten definir la geometría de los cuerpos porosos y permeables, responsables de controlar el flujo de fluidos dentro del reservorio.

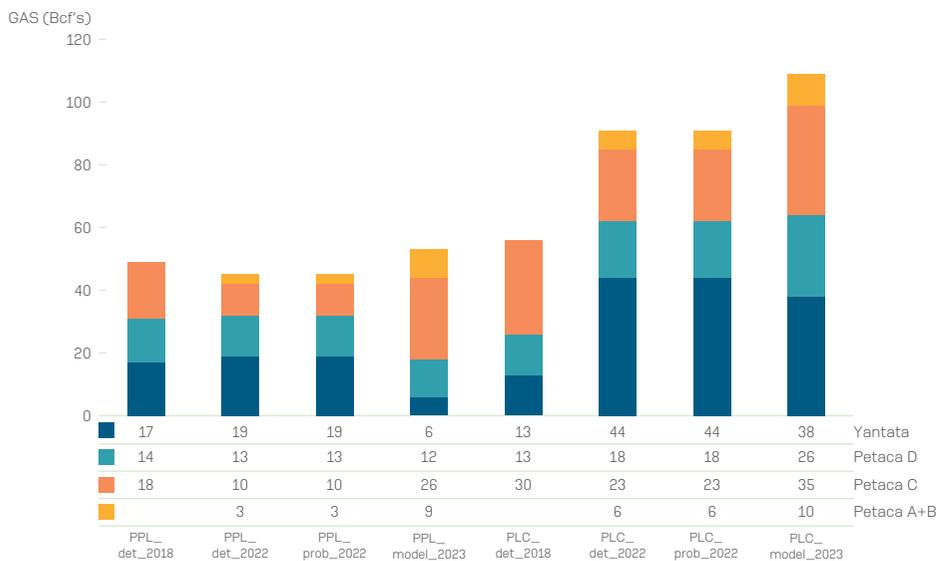
La incorporación de datos de presión obtenidos en los nuevos pozos permitió identificar una desconexión parcial entre sectores del reservorio, atribuida a la presencia de barreras litológicas y fallas, lo que proporciona un entendimiento más preciso del comportamiento dinámico del yacimiento.

Figura N° 26  
Correlación estructural reservorio Petaca D y Yantata



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Modelo geológico con la distribución de facies presente el área Puerto Palos-Palacios.

Gráfico N° 16  
Estimaciones GOES campos Puerto Palos y Palacios



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Histograma y distribución de volúmenes de gas in situ para los reservorios Petaca y Yantata.

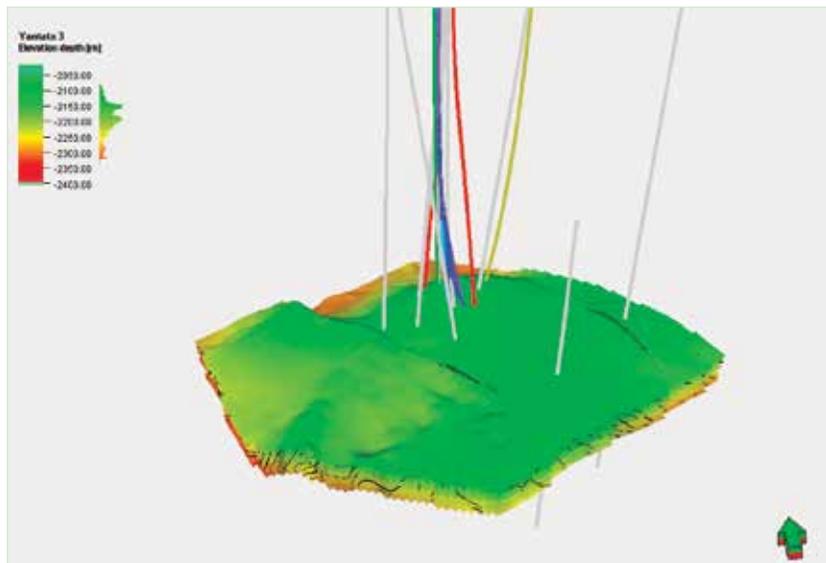


## Actualización Modelo Boquerón Norte

La perforación de nuevos pozos, incluidos dos pozos horizontales, evidenció la necesidad de ajustar el modelo geocelular del campo Boquerón Norte, con el fin de incorporar la nueva información generada. Este proceso implicó la modificación de propiedades estáticas en el modelo, en función de los requerimientos del ajuste del modelo dinámico.

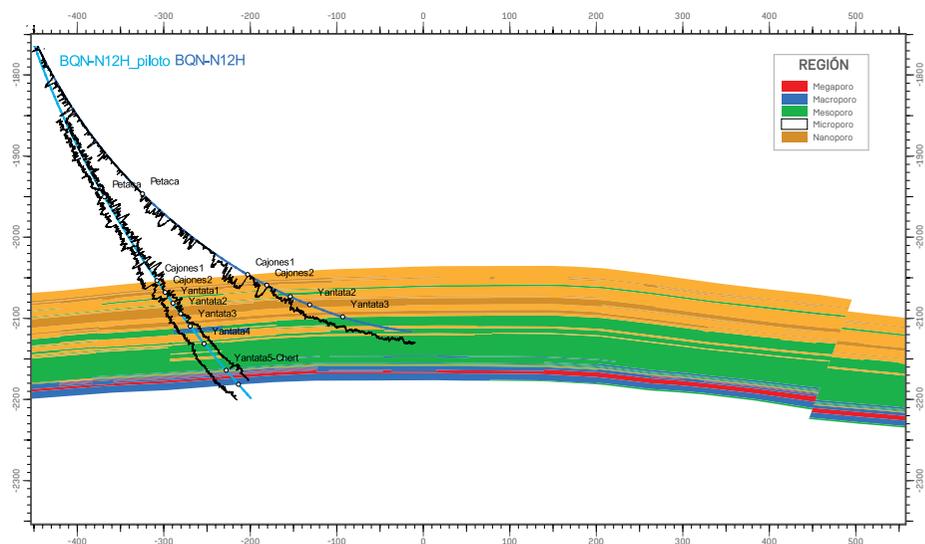
Para ello, se desarrollaron múltiples geoestadísticas, con el objetivo de identificar los escenarios que brinden el mejor ajuste entre el comportamiento simulado y el observado, considerando la variación de propiedades clave como saturación de fluidos, porosidad, permeabilidad, espesor productivo, e incluso el ajuste del contacto entre fluidos.

Figura N° 27  
Modelo geológico estructura Boquerón Norte



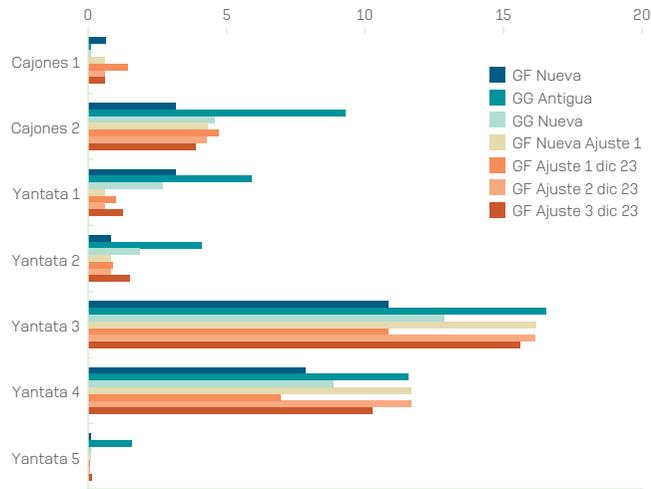
Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Vista 3D del modelo estático para el reservorio Yantata con la distribución de pozos existentes.

Figura N° 28  
Ubicación pozo horizontal Pozo BQN-N12H



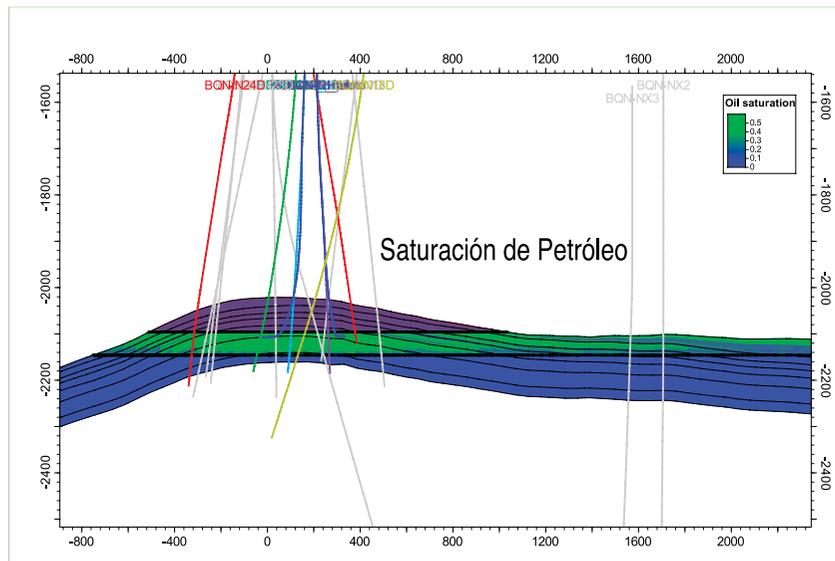
Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Corte geológico Longitudinal a la trayectoria pozo BQN-N12H (Piloto y Horizontal) mostrando el nivel de navegación y extensión del pozo horizontal.

Gráfico N° 17  
Volumen de Petróleo In Place (\*10<sup>6</sup>Bbl)



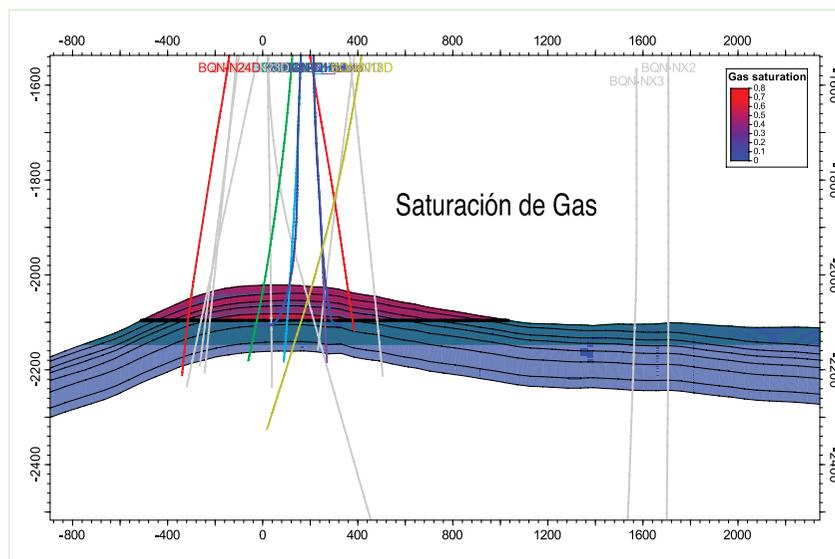
Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Histograma y distribución de volúmenes de gas in situ para los reservorios Cajones y Yantata.

Figura N° 29  
Corte geológico estructura Boquerón Norte



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Área saturada de Petróleo y distribución de pozo existentes.

Figura N° 30  
Corte geológico estructura Boquerón Norte



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Área saturada de Gas y distribución de pozo existentes.



## Estudio de Evaluación para Implementación de Recuperación Mejorada Campo Boquerón Norte

YPFB Andina S.A. lleva adelante un estudio técnico con el objetivo de mejorar el factor de recobro y revertir la tendencia de declinación en la producción del campo Boquerón Norte, a través de la evaluación de tecnologías de Recuperación Mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR).

El estudio contempla la definición de las metodologías adecuadas para analizar individual o conjuntamente los reservorios del campo, con miras a determinar la viabilidad de implementar recuperación secundaria (como inyección de agua o gas).



Planta Yapacaní

## Análisis Potencial Productivo FM. Ichoa

Se ha identificado que la Formación Ichoa, tradicionalmente no considerada un objetivo prospectivo, podría constituir un reservorio no convencional del tipo *Tight Sand*, hasta ahora desestimado. Esta hipótesis se sustenta en indicios de hidrocarburos detectados en este nivel, así como en resultados positivos de pruebas de producción realizadas en el campo Sirari y en la experiencia obtenida en campos análogos.

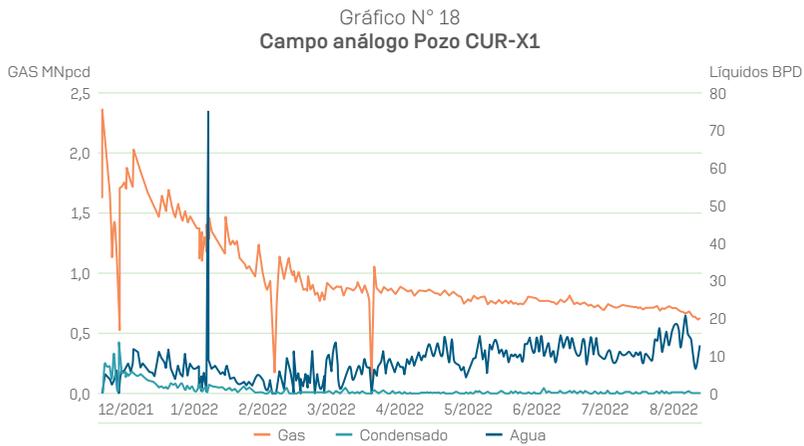


Figura N° 31  
Grilla 3D y distribución de facies de la formación Ichoa en el campo Yapacani

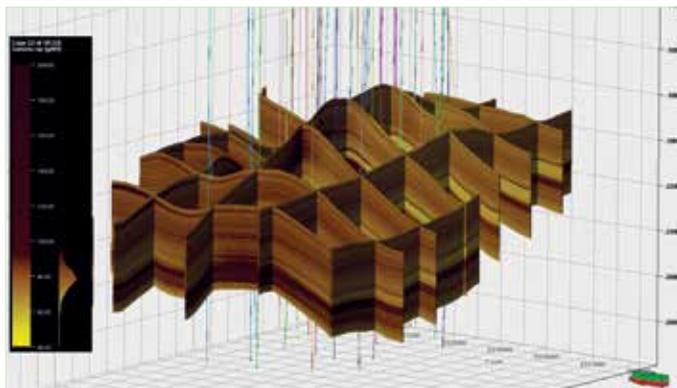
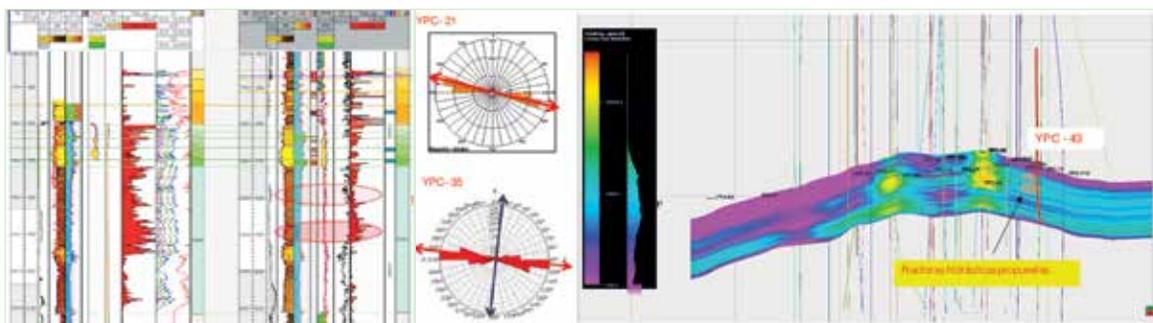
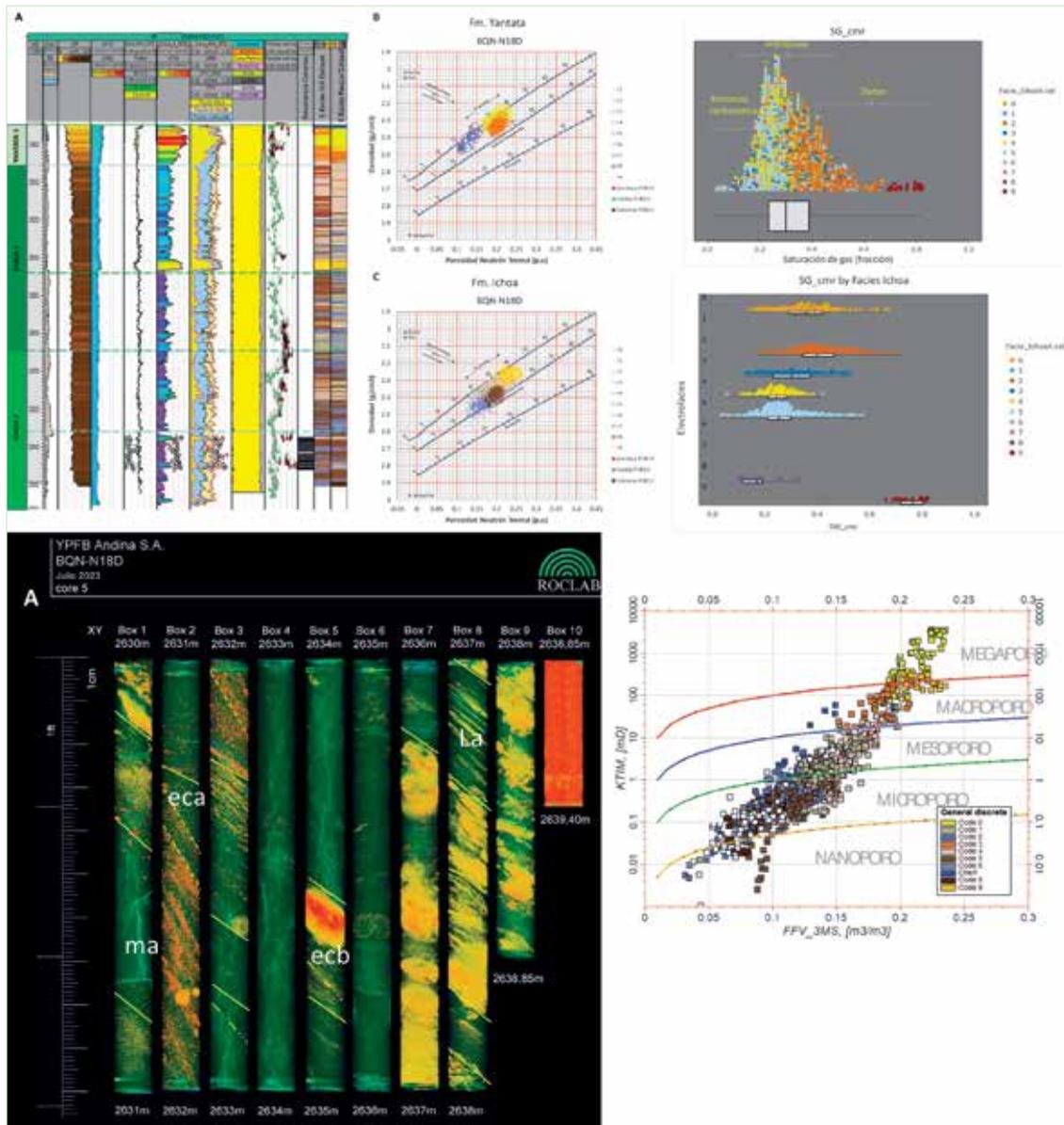


Figura N° 32  
Modelo geológico con la distribución de facies, esfuerzos presentes y simulación de la estimulación hidráulica propuesto para el proyecto Ichoa



Se realizó recopilación de información de campos análogos, auditoría de datos, construcción de mapas de certidumbre. Ante la falta de información petrofísica y mineralógica de este nivel estratigráfico, se realizó la adquisición de información de 2 coronas en el Pozo BQN-N18D. Asimismo, se corrieron registros eléctricos de última generación *Open hole* y *Case hole* en los pozos BQN-N18D, PLC-4D y YPC-22. Para la caracterización geomécanica del prospecto se efectuó una prueba de esfuerzos DFIT en el Pozo PLC-4D.

Figura N° 33  
Caracterización geológica de la formación Ichoa



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Integración de datos de testigos de corona existentes de la Fm. Ichoa al modelo geológico del campo Yapacani.

Cuadro N° 7  
Parámetros petrofísicos FM. Ichoa

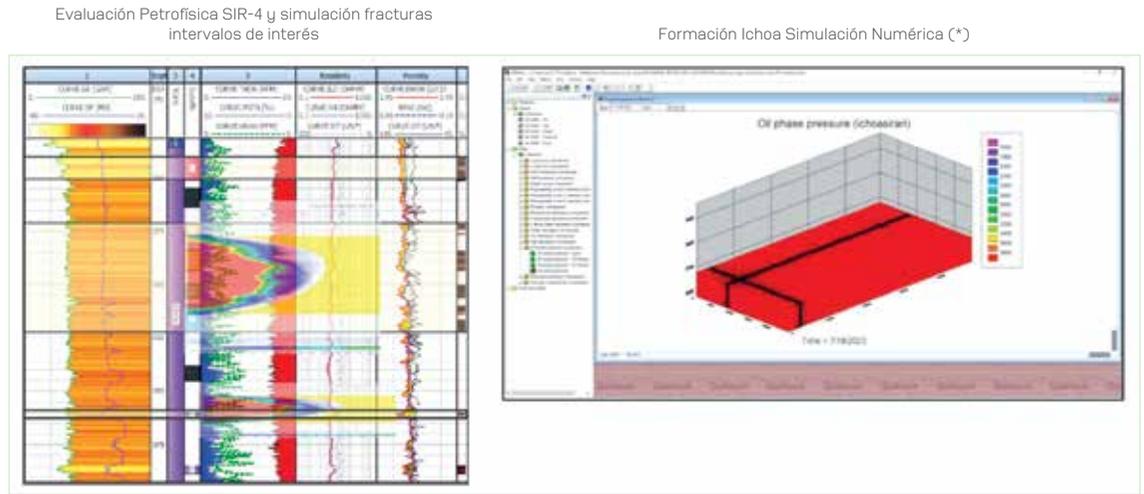
	Mean	Std. Dev	P1	P10	P25	P50	P75	P90	P99
Poros Total	0,17	0,02	0,11	0,14	0,16	0,17	0,18	0,19	0,23
Porosidad Efectiva	0,12	0,03	0,06	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16	0,22
Saturación de Gas	0,32	0,13	0,10	0,19	0,23	0,30	0,39	0,48	0,79
Permeabilidad	6,94	34,99	0,01	0,12	0,23	0,55	1,91	4,70	221,49

Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Propiedades petrofísicas estimadas para la Formación Ichoa.

Se generó un modelo estático del prospecto Ichoa en el Campo Yapacani, en el cual, en base a la información adquirida mencionada previamente y de los campos análogos, se elaboraron propiedades volumétricas y se definieron facies. Inicialmente se planteó realizar un primer piloto de exploración del potencial de la Fm. Ichoa en el Campo Sirari.

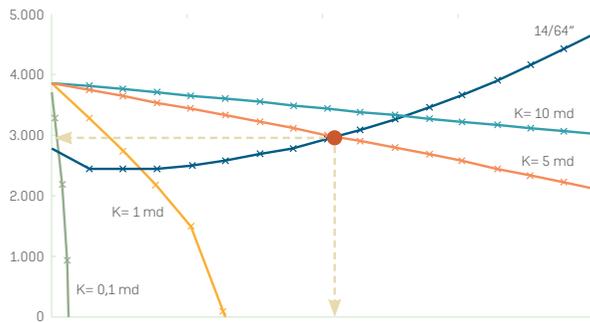
Figura N° 34

**Simulación de propagación horizontal y vertical de la estimulación hidráulica para la formación Ichoa Pozo SIR-4**



Fuente: Elaboración propia.

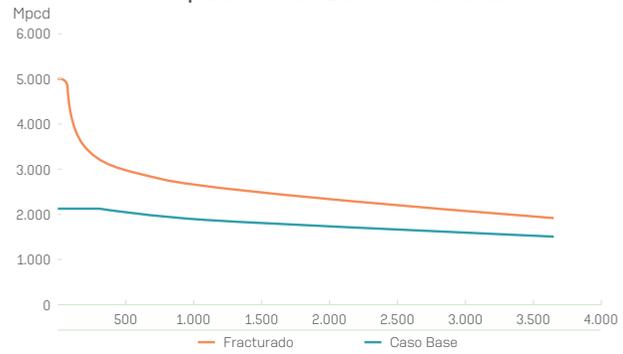
Gráfico N° 19  
Simulación numérica (\*)



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Permeabilidades estimadas y proyectadas para el proyecto.

\* La simulación numérica nos muestra el comportamiento de producción en el tiempo a 10 años, esta simulación sobre-estima el tiempo de producción ya que se asume que no hay efecto de interferencia de otros pozos, tampoco las variaciones laterales de propiedades, es decir, es un modelo ideal. Lo importante aquí es que estas simulaciones son usadas para comparar escenarios (Caso Base o baleado y producción vs. Caso Fracturado en el mismo intervalo 2659-2661 MD). Como resultado se puede ver las ventajas en términos de producción en el tiempo de fracturar este intervalo.

Gráfico N° 20  
Comparación caso Base vs Fracturado



Fuente: Elaboración propia.  
Nota: Comportamiento de producción con y sin estimulación hidráulica.

Se analizó la posibilidad de investigar la Fm. Ichoa en el campo Yapacani, que incluye la realización de un Side track del pozo YPC-X5 o la perforación de un pozo nuevo. Finalmente se vio que la alternativa más adecuada y segura es la realización de un pozo nuevo, al que se denominó YPC-43. Con esta definición, se ha realizado la simulación dinámica de la producción esperada, el diseño de la fractura hidráulica para la estimulación del reservorio y las correspondientes pruebas de producción.

Actualmente se está procediendo con la ingeniería del pozo y la elaboración del programa de perforación, así como evaluando alternativas para la ejecución.





Transición Energética

YPFB Andina  
S.A. hacia la  
transformación  
energética.

## Proyecto de Transformación Energética

### Energía Solar Oficina Central

Como parte de su firme compromiso con la sostenibilidad y la eficiencia energética, YPFB Andina S.A. ha impulsado el proyecto “Energía Solar en Oficinas Centrales”, una iniciativa clave que representa un hito en el proceso de transición hacia una matriz energética más limpia. Este proyecto se enmarca en el enfoque institucional de responsabilidad ambiental y está alineado con el lema: **“YPFB Andina S.A. Hacia la transformación energética”**.

La iniciativa contempla la instalación de un sistema fotovoltaico ON-GRID que abastecerá con energía solar a los bloques A, B, C y D del edificio de oficinas ubicado en Santa Cruz de la Sierra. La implementación se realizará de manera progresiva durante el 2025, con paneles solares instalados en los techos de los bloques B y C, y sobre los parqueos de los bloques A y D.

El proyecto tiene múltiples beneficios, entre los cuales destacan:

Reducción del 50% en el consumo de energía eléctrica de la oficina central, contribuyendo significativamente a la optimización de costos operativos.

Mitigación del impacto ambiental, evitando la emisión de 1.210 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, lo que equivale a preservar 345 hectáreas de bosque o dejar de recorrer 8,5 MM de kilómetros en vehículo.

Disminución de la dependencia de fuentes fósiles, fortaleciendo la autonomía energética de la empresa y mejorando su resiliencia operativa frente a variaciones en el suministro externo.

Con esta acción, YPFB Andina S.A. fortalece su rol como empresa responsable con el medio ambiente, contribuyendo a la reducción de la huella de carbono institucional y posicionándose como pionera en la adopción de energías renovables dentro del sector hidrocarburos en Bolivia.

La puesta en marcha del proyecto en 2025 marca un avance concreto hacia una operación más eficiente, moderna y ambientalmente responsable, reafirmando la visión corporativa de liderar el cambio energético en el país.

## PROYECTOS DE ABANDONO DE CAMPOS

Dando cumplimiento al plan de actividades programado para la gestión 2024 - 2025, se ha continuado con el abandono de pozos en los campos La Peña y Río Grande de acuerdo con el D.S. 5114, Reglamento de Normas Técnicas, abandonando un total 17 pozos.

Cuadro N° 8  
Abandonado de pozos en el campo

Id	Id	Nombre	Comienzo	Fin	tri 2, 2024		tri 3, 2024		tri 4, 2024			tri 1, 2025		tri 2, 2025							
					mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may	jun	
73	➔	Abandono	25/3/24	13/8/26	[Gantt bar from Mar 2024 to Jun 2026]																
74	➔	Intervención con CT	25/3/24	2/4/24	[Gantt bar from Mar 2024 to Apr 2024]																
75	➔	LPÑ-82	25/3/24	2/4/24	[Gantt bar from Mar 2024 to Apr 2024, 100%]																
76	➔	Equipo Área Centro	3/7/24	13/8/24	[Gantt bar from Jul 2024 to Aug 2024]																
77	➔	LPÑ-67	3/7/24	18/7/24	[Gantt bar from Jul 2024 to Jul 2024, 100%]																
78	➔	LPÑ-58	18/7/24	30/7/24	[Gantt bar from Jul 2024 to Jul 2024, 100%]																
79	➔	LPÑ-62	30/7/24	11/8/24	[Gantt bar from Aug 2024 to Aug 2024, 100%]																
80	➔	LPÑ-66	11/8/24	27/8/24	[Gantt bar from Aug 2024 to Aug 2024, 100%]																
81	➔	LPÑ-61	27/8/24	10/9/24	[Gantt bar from Aug 2024 to Sep 2024, 100%]																
82	➔	LPÑ-79	16/9/24	13/10/24	[Gantt bar from Sep 2024 to Oct 2024, 100%]																
83	➔	LPÑ-84	13/10/24	26/10/24	[Gantt bar from Oct 2024 to Oct 2024, 100%]																
84	➔	RGD-X1001	28/10/24	3/11/24	[Gantt bar from Oct 2024 to Nov 2024, 100%]																
85	➔	LPÑ-86	3/11/24	20/11/24	[Gantt bar from Nov 2024 to Nov 2024, 100%]																
86	➔	LPÑ-87	20/11/24	8/12/24	[Gantt bar from Nov 2024 to Dec 2024, 100%]																
87	➔	LPÑ-78	8/12/24	20/12/24	[Gantt bar from Dec 2024 to Dec 2024, 100%]																
88	➔	LPÑ-53	20/12/24	14/1/25	[Gantt bar from Dec 2024 to Jan 2025, 100%]																
89	➔	LPÑ-57	14/1/25	30/1/25	[Gantt bar from Jan 2025 to Jan 2025, 100%]																
90	➔	LPÑ-73	30/1/25	15/2/25	[Gantt bar from Jan 2025 to Feb 2025, 100%]																
91	➔	LPÑ-70	15/2/25	7/3/25	[Gantt bar from Feb 2025 to Mar 2025, 100%]																
92	➔	LPÑ-69	7/3/25	23/3/25	[Gantt bar from Mar 2025 to Mar 2025, 100%]																

Fuente: Elaboración propia.



Planta Yapacaní



Planta Ypacaní



## SERVICIOS ESPECIALIZADOS

### Servicios de Gerenciamiento, Operación, Mantenimiento y Procesamiento de Hidrocarburos (O&M)

En el marco de la sinergia operativa, YPFB Andina S.A. y YPFB suscribieron contratos para el procesamiento de la producción de hidrocarburos y el Gerenciamiento de la Operación y Mantenimiento de campos que fueron devueltos a favor de YPFB, fruto de una transferencia operativa.

Como resultado, se suscribieron los siguientes contratos, cuyo propósito es garantizar la continuidad operativa de los campos operados por YPFB, mediante una gestión eficiente y coordinada en las actividades de Operación y Mantenimiento (O&M):

Cuadro N° 9  
Contratos de servicios de gerenciamiento, operación, mantenimiento y procesamiento (O&M)

Descripción	Fecha de Inicio	Fecha Finalización
Servicio de Procesamiento de Hidrocarburos del Área Yará en Planta Sirari y Planta Yapacaní	01-feb-25	31-dic-27
Servicio de Operación y Mantenimiento del Áreas Yará (1)	01-mar-24	28-feb-25
Servicio de Operación y Mantenimiento del Áreas Yará (2)	01-mar-25	31-dic-26
Servicio de Operación y Mantenimiento de las Áreas Surubí y Mamoré I	01-jul-24	30-jun-27
Servicio de Gerenciamiento para la Operación y Mantenimiento del Campo Monteagudo	16-may-24	31-jul-25
Servicio de Gerenciamiento para la Operación y Mantenimiento de los Campos Tacobo, Tajibo, Curichi y Cambeiti	17-may-24	31-jul-25

Fuente: Elaboración propia.



### Servicios Integrados de Perforación de Pozo

#### Área Surubí - Mamoré I

YPFB Andina S.A., bajo la modalidad de Contrato de Servicios Integrados con YPFB, esta realizando las gestiones para la ejecución de una campaña de Perforación en las Áreas Surubí y Mamoré I. En la gestión 2024 se firmó el contrato correspondiente y se ejecutó el estudio de reservorios para la generación de propuestas de perforación.



# DESPACHO

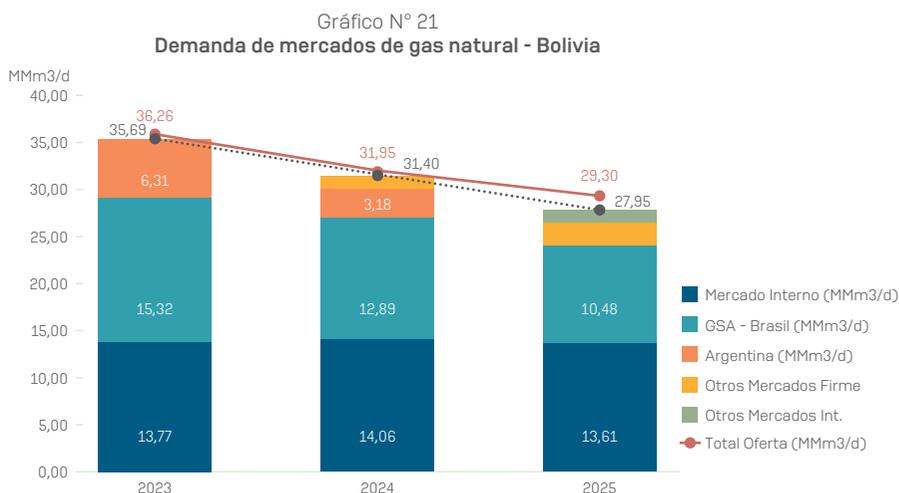


## Mercados de Gas Natural

La apertura de mercados de exportación de gas natural boliviano se ha constituido como un paso estratégico hacia la diversificación y el crecimiento económico, puesto que esta estrategia implementada por YPFB para negociar con nuevos clientes busca reducir la dependencia histórica que ha tenido este hidrocarburo, dando paso a garantizar mejores ingresos sostenibles a mediano plazo, con condiciones contractuales menos rígidas, adaptándose a la dinámica de los mercados internacionales y buscando fomentar nuevas inversiones en el sector, que contribuirán directamente al desarrollo económico nacional.

Tal cómo se observa en el Gráfico 21, desde 2024 se han incorporado nuevos mercados de consumo del gas boliviano; clientes de exportación con los que YPFB ha consolidado contratos de compra - venta de gas natural, lo cual ha generado cambios significativos en la distribución de mercados por campos y su respectiva valorización.

Asimismo, se observa que, si bien la demanda del mercado interno no tiene incrementos significativos, su participación en la oferta de gas natural va incrementando, debido principalmente a factores técnicos como la declinación de la producción de los campos maduros del país, lo cual reduce los remanentes para los mercados de exportación.



Fuente: Elaboración propia.

La estrategia implementada por YPFB para negociar con nuevos clientes busca reducir la dependencia histórica que ha tenido este hidrocarburo (gas natural), dando paso a garantizar mejores ingresos sostenibles a mediano plazo.



Particularmente, es importante visualizar, que pese a que existen nuevos mercados de exportación, se ha generado también una contracción de demanda para el 2025, acentuada por la finalización de las ventas de gas al mercado argentino y la reducción en el consumo del mercado GSA, el cual tiene bastantes oscilaciones en su demanda, lo cual genera excedentes de producción que no se valorizan o se reasignan al mercado interno, lo que genera reducción en los ingresos de la Retribución del Titular.

Asimismo, se resalta que para la presente gestión, la oferta de gas natural se ha reducido a un promedio de 30,86 MMmcd, con 13% de reducción respecto a la oferta presentada en la gestión fiscal anterior (2023-2024).

Gráfico N° 22  
Oferta y demanda de mercados de gas natural - Bolivia  
gestión 2024- 2025



Fuente: Elaboración propia.

Entre los nuevos mercados de exportación en firme para 2025, YPFB Andina S.A. tiene asignaciones de volúmenes para los siguientes mercados en Brasil: MT Gas, MGas, Tradener, Edge, EDB y Matrix; la mayor parte de estos mercados presentan condiciones comerciales en función a precios indexados al Brent.



Planta Yapacaní



## Cumplimiento de Entregas YPFB Andina S.A.

Para la gestión 2024-2025, YPFB Andina S.A., en perspectiva con sus planes de desarrollo y producción, estableció un volumen de compromiso promedio de 104,8 MMpcd, en función a los cuales se determinaron los volúmenes de mercados asignados con destino a abastecer el mercado interno y los compromisos de exportación.

Para el cierre de la gestión, las entregas de gas natural fueron de 117,3 MMpcd, logrando un cumplimiento de 102,3% respecto al compromiso informado.

Gráfico N° 23  
Cumplimiento de entregas (abril 2024 - marzo 2025)  
Campos Operados YPFB Andina S.A.



Fuente: Elaboración propia.

Nota: En el gráfico 23 se puede observar que, a partir del mes de mayo 2024, se tiene un incremento en las entregas de gas natural correspondientes a la devolución por parte de Petrobras del volumen retenido en planta en gestiones anteriores (2007 a 2010), efectivizándose la devolución de estos volúmenes a partir de mayo 24 y durante 36 meses.

Gráfico N° 24  
Cumplimiento de entregas (abril 2024 - marzo 2025)  
Campos No Operados YPFB Andina S.A.



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Conforme el gráfico 24, para los Campos No Operados- San Alberto y Sábalo, se tiene un promedio de entregas de 126 MMpcd, con un cumplimiento de 113,6% respecto a los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB. Asimismo, las entregas promedio para la presente gestión representan el 86% de las entregas de la gestión anterior 2023 - 2024; esta reducción en la producción de los Campos No Operados se debe principalmente al factor de declinación natural del campo.



Planta Río Grande



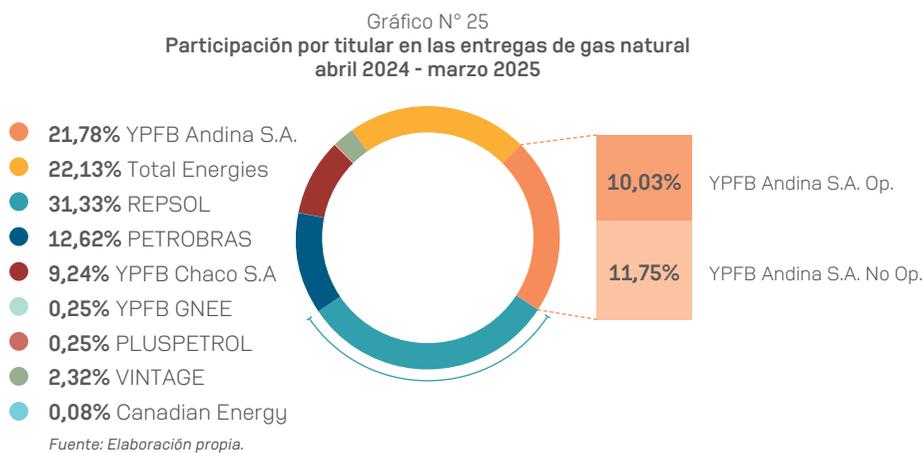
## Participación a Nivel Nacional

### Gas Natural

Las entregas de gas natural a nivel nacional ascienden a 30,3 MMmcd, con una reducción de 8,8% respecto a la gestión anterior. Esta reducción de entregas considera la declinación natural, así como también reducción de la producción por bajas demandas estacionales en los mercados de consumo.

La participación de los Campos Operados en las entregas de gas natural a nivel nacional es de 10%, mientras que los Campos No Operados (San & SAL en su participación del 50%), registraron una participación del 11,75%.

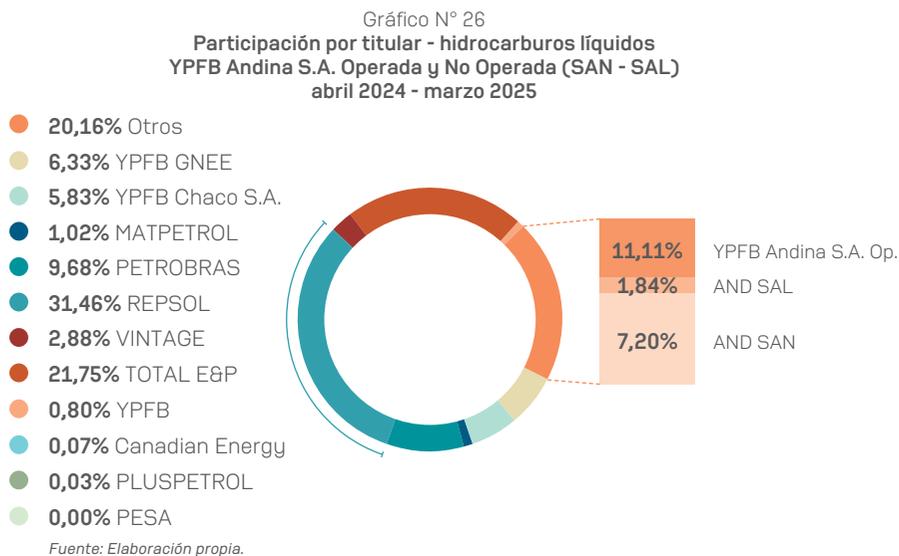
La participación de YPFB Andina S.A. en las entregas a nivel nacional es de 21,78 %.



### Hidrocarburos Líquidos

Las entregas de hidrocarburos líquidos ascienden a un promedio de 26,6 Mbbl/d, con una reducción de 12% respecto a la gestión 2023-24, en la cual se tuvo un promedio de 30,2 Mbbl/d. YPFB Andina S.A. tiene una participación en las entregas de petróleo y condensado a nivel nacional de 20,3%, la cual se distribuye en 11% para campos Operados y 9% por la participación en los campos San Alberto y San Antonio.

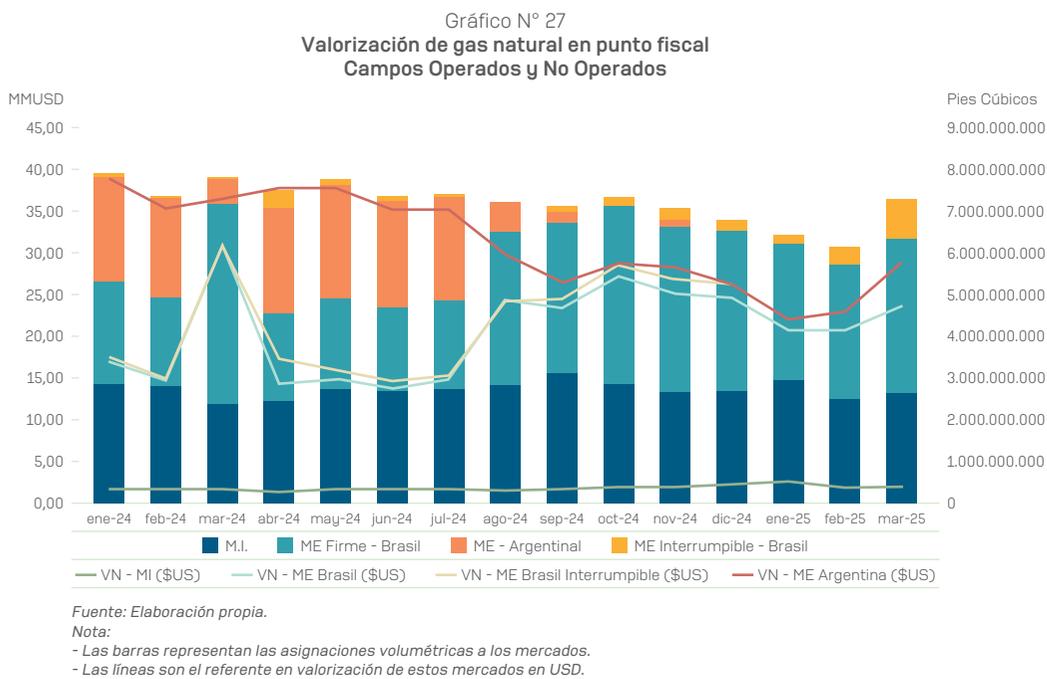
El aporte volumétrico de YPFB Andina S.A. en sus Campos Operados y No Operados para la presente gestión es de 5,3 Mbbl/d.



## Valorización de Volúmenes Entregados de Gas Natural

Durante la presente gestión, el promedio total de entregas de gas natural provenientes de Campos Operados y No Operados ascendió a 294 MMpcd. Estas entregas fueron valorizadas en 470 MMUSD en el punto de fiscalización, manteniéndose en niveles similares a los de la gestión anterior. Este resultado se debe a una mejor valorización por asignaciones a mercados con precios más altos.

El siguiente gráfico muestra la comparación entre los ingresos por valorización en el punto de fiscalización y las asignaciones finales a mercados, correspondientes a los volúmenes de gas natural provenientes de campos en los que YPFB Andina S.A. es titular.



En el periodo 2024-2025, se observa una particularidad:

Las asignaciones al mercado argentino tuvieron relevancia hasta agosto de 2024, fecha en la que se dio por concluido el contrato.

A partir de esa fecha, las asignaciones se redujeron considerablemente, sin participación de este mercado en la composición de entregas desde el 2025.

Durante 2024, la participación del mercado argentino tuvo un impacto positivo en la valorización, gracias a sus mejores condiciones de precios en comparación con los mercados en Brasil.

A partir de octubre de 2024, las entregas de gas natural a mercados firmes en Brasil comenzaron a tomar relevancia, incluyendo asignaciones a MGas, MTGas y Tradener. En los meses siguientes, también se incorporó participación adicional en mercados de exportación interrumpibles en Brasil.

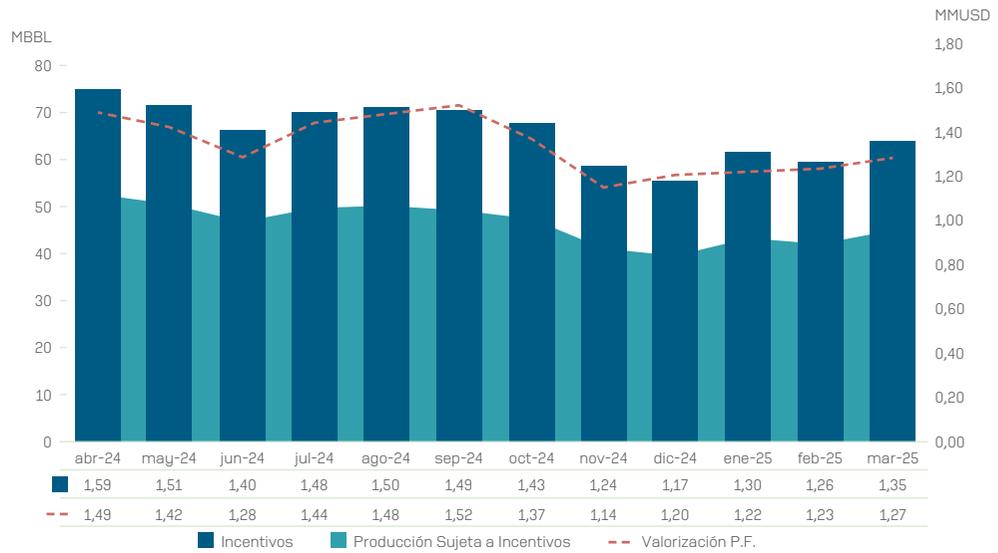
Finalmente, la reducción en los volúmenes de entrega entre noviembre de 2024 y febrero de 2025 se debió principalmente a la baja demanda del mercado brasileño, lo que ocasionó una disminución en la producción de los campos, especialmente en el campo Sábalo.



## Incentivos a la Producción de Petróleo Crudo- Campo Boquerón Norte

La Gerencia de Asociaciones y Despacho ha realizado el seguimiento y gestiones de cobro de los incentivos de la producción de petróleo del campo Boquerón Norte desde el 2016, para lo cual es importante destacar los pagos realizados por este concepto durante la presente gestión 2024-2025:

Gráfico N° 28  
Relación producción /incentivos  
campo Boquerón Norte



Fuente: Elaboración propia.

Conforme el gráfico, se puede notar que los montos correspondientes a incentivos son mayores a la valorización (USD/Barril) calculada para este campo. Adicionalmente, los montos por incentivos son pagos directos que no inciden en el cálculo de la Retribución del Titular, por lo cual es netamente un beneficio directo para la economía del campo.

Durante la presente gestión, se recibieron pagos que ascienden a 19 MMUSD, por concepto de incentivos a la producción de 650 Mbbls aproximadamente.



Oficina Central

# ÁREAS NO OPERADAS



## San Alberto (SAL)

### Servicio de Compresión

Se mantiene en vigencia el contrato por el servicio de Compresión en SAL. Este servicio es compartido con Itaú generando optimización en los costos de compresión, además de la reducción de potencia alquilada mediante la modificación de compresores de reciclo fuera de servicio en la planta de procesamiento para utilización como compresores de entrada.

### Acuerdo Procesamiento de Gas del Campo Churumas

Durante la presente gestión, YPFB Chaco S.A. expresó a Petrobras su iniciativa para procesar el gas proveniente del Campo Churumas en la Planta de Gas de San Alberto. Luego de una negociación entre el Operador de San Alberto y YPFB Chaco S.A., se acordó el procesamiento de gas procedente de Churumas en la Planta de Gas de San Alberto, el cual inicia en mayo de 2025. Al respecto, se tiene actualmente un Acuerdo de Uso de Facilidades entre SAL e ITAU para procesar el gas de Itaú en la Planta de San Alberto, cuyos términos aplicarían al Acuerdo con YPFB Chaco S.A., generando sinergia y optimizaciones de costos para el Bloque San Alberto.



Planta Río Grande





Planta Río Grande

## San Antonio (SAN)

El Campo Sábalo, correspondiente al área de Contrato San Antonio, inició producción de hidrocarburos en el 2003.

La Planta de procesamiento de gas en San Antonio cuenta con tres trenes, cuya capacidad de gas procesado es de 272 MMpcd de dos de ellos y 237 MMpcd del tercero. Dada la declinación natural del campo, actualmente la Planta opera con solo un tren de procesamiento.

El 29 de julio de 2019 se puso en marcha el Sistema de Compresión de San Antonio y en el marco de la Ley 767 y Decreto Supremo N° 2830, quedó el campo Sábalo sujeto al incentivo a la producción de Condensado asociado al Gas Natural. A la fecha, el monto correspondiente a incentivos por producción de hidrocarburos líquidos asociados al incremental de gas natural asciende a 12,5 MMUSD, por los cuales el Operador se encuentra realizando las gestiones de cobro.

Asimismo, se mantiene el ahorro generado por la desincorporación de las unidades de compresión alquiladas, el mismo que para la presente gestión es de 9 MMUSD. Es importante mencionar que esta reducción de presión de planta nació de una iniciativa propuesta por YPFB Andina S.A. e implementada por el Operador.

## Área Monteagudo

Al cierre de la gestión 2024, se concretó la transferencia operativa del Campo Monteagudo a favor de YPFB; misma que fue realizada en el marco los Acuerdos de Transferencia de las Operaciones y Terminación del Contrato de Operación a favor de YPFB y de Obligaciones Subsistentes del Área Monteagudo, suscritos en mayo de 2024 entre YPFB y las Empresas Participantes del Contrato de Operación en cumplimiento del JOA (REPSOL E&P Bolivia S.A - Operador - YPFB Andina S.A y Petrobras Bolivia S.A - Consorcio Monteagudo).

Dichos documentos fueron acordados, en el objetivo de hacer efectiva la renuncia de los derechos sobre la totalidad del Área de Explotación correspondiente al Campo Monteagudo presentada por el Consorcio a YPFB el 14 de julio de 2022, en el ámbito de la cláusula 7.16 del Contrato de Operaciones.

# 781

## MMpcd

Es el total de la capacidad de procesamiento de la planta de gas en San Antonio.

## OTROS NEGOCIOS



### PLANTA DE COMPRESIÓN JV

#### Información General

La Planta de Compresión de Río Grande (PCRGD) es uno de los activos estratégicos de YPFB Andina S.A., en el cual la compañía posee una participación accionaria del 50%.

El proyecto fue constituido el 12 de marzo de 1998, bajo la modalidad de Joint Venture, iniciando operaciones el 1 de julio de 1999, con el propósito de comprimir gas natural destinado a la exportación bajo el contrato GSA, así como al mercado interno.

YPFB Andina S.A. actúa como Administrador de la Planta, contando con una concesión por 40 años para la construcción y operación de la instalación, otorgada por la entonces Superintendencia de Hidrocarburos (actual Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH), mediante la Resolución Administrativa SSDH N° 0075/2000, del 29 de febrero de 2000. Asimismo, posee una Licencia de Operación, emitida por la misma entidad, mediante la Resolución Administrativa SSDH N° 0252/2001 del 12 de marzo de 2001.



Planta Río Grande

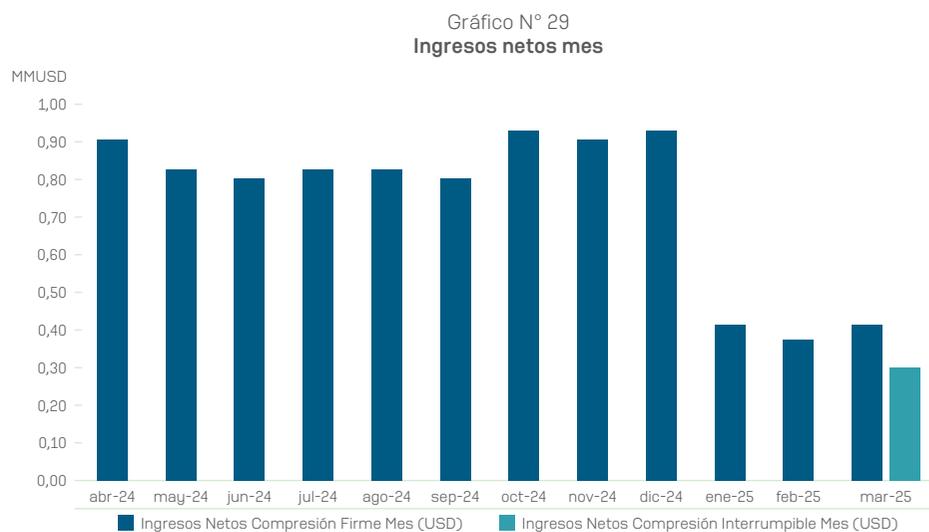
Desde su puesta en marcha, la Planta de Compresión de Río Grande se ha consolidado como un componente clave del sistema de transporte de gas de exportación, asegurando altos niveles de confiabilidad y disponibilidad operativa. Actualmente, comprime el 100% del volumen de gas natural exportado a Brasil, así como el destinado al mercado interno, mediante la implementación de estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo, orientadas a garantizar la continuidad y eficiencia del servicio.

La planta opera bajo un Contrato de Servicio en Firme para Compresión de Gas Natural, con vigencia hasta el 30 de junio de 2025, y una Cantidad Contratada de 18 a 8 MMmcd.

Es importante destacar que en 2019 concluyó la elaboración del modelo económico acordado con la ANH para el cálculo de la tarifa de compresión. Sin embargo, esta tarifa no ha sido revisada en más de 20 años, lo cual representa una limitación significativa para la generación de ingresos y sostenibilidad financiera de la planta.

### Ingresos por Servicios de Compresión en Firme e Interrumpible PCRGD

Durante el 2025, el Joint Venture recibió 8,88 MMUSD de ingresos Netos por el Servicio Firme de Compresión, con un promedio mensual de 0,74 MMUSD. Así también, durante la gestión mencionada, el Joint Venture recibió 0,30 MMUSD de ingresos Netos por el Servicio Interrumpible de Compresión al Gasoducto al Altiplano (GAA).



Fuente: Elaboración propia.



## Volumen comprimido

El proceso de la Planta de Compresión de Río Grande consiste en recibir el gas a través de sus tres líneas de ingreso, monitorear la calidad con un cromatógrafo en línea, separar o filtrar el arrastre de condensables y sólidos que pueda contener la corriente del gas, elevar la presión de gas a 1420 Psi a través de sus Turbo Compresores, enfriar o acondicionar la temperatura de la corriente de gas comprimida a través de aero- enfriadores y entregar el gas en condiciones de presión y temperatura para su exportación al Brasil.

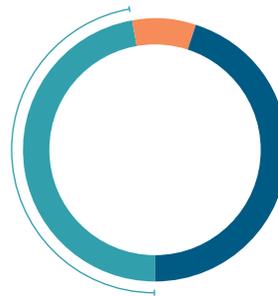
La Planta de Compresión está diseñada para trabajar con una presión de succión o aspiración de los Turbo Compresores de 818 Psi y una presión máxima de descarga de 1420 Psi.

La Planta de Compresión de Río Grande recibe, a través de sus 3 líneas de ingreso, el volumen total a ser entregado al gasoducto del GTB, en base a las nominaciones fehacientes enviadas por YPFB. En la gráfica se muestran los volúmenes recepcionados operativamente a través de las líneas de ingreso de 12", 24" y 32".

Gráfico N° 30  
Volumen total anual recepcionado PCRGD (60°F)

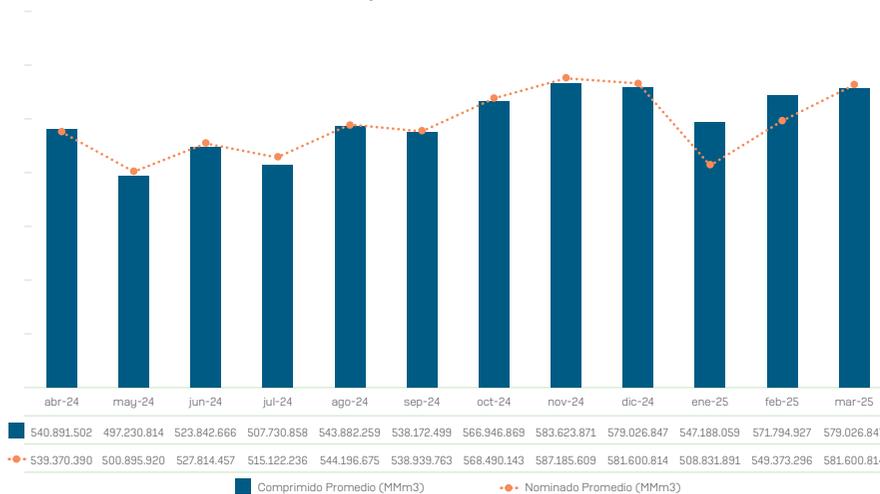
- **47%** YPFB Transporte S.A. Línea 24"  
91.417.745.214 pc
- **8%** YPFB Andina S.A. Línea 12"  
15.284.953.271 pc
- **45%** YPFB Transierra S.A. Línea 32"  
86.953.976.969 pc

Fuente: Elaboración propia.



En la gráfica siguiente se presenta el promedio del volumen mensual comprimido por la Planta de Compresión de Río Grande comparado con el promedio total del volumen nominado.

Gráfico N° 31  
Volumen comprimido PCRGD JV a GTB Vs. volumen nominado a GTB promedio mensual



Fuente: Elaboración propia.





## Estrategia de Mantenimiento

Como estrategia de mantenimiento y con el fin de conservar los niveles de confiabilidad y disponibilidad en el servicio de compresión, la PCRGD tiene firmado contratos de mantenimiento basados en condición de las turbinas maquinarias, directamente con el fabricante de equipos de turbo compresores. Este tipo de servicio permite a la Planta de Compresión de Río Grande, disponer de un plan de protección de las maquinarias en planta, a través de un monitoreo remoto y continuo desde fábrica. Así también, trabaja su programa de mantenimiento bajo la herramienta de SAP en su módulo PM, misma que permite lograr una eficiente administración de los mantenimientos en planta, logrando buenos niveles en la confiabilidad y disponibilidad de los equipos de operación.

Gráfico N° 32  
Confiabilidad



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 33  
Disponibilidad



Fuente: Elaboración propia.



## Inversiones

Durante la gestión y dentro de los planes de optimización y continuidad operativa de la PCRGD y con la finalidad de garantizar una operación eficiente y confiable, se realizó el *Overhaul* por intercambio de la unidad de Compresión TC 101 A, considerando sus horas de operación, asegurando de esta manera mantener la disponibilidad y confiabilidad en planta, así como la continuidad en la prestación del servicio de compresión.

### YPFB Transierra S.A.

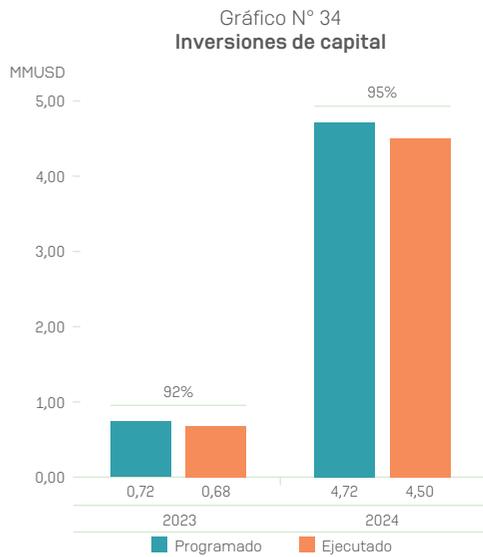
YPFB Andina S.A., YPFB y YPFB Transporte S.A. conforman la Sociedad de YPFB Transierra S.A. donde YPFB Andina S.A. posee el 44,5% de participación.

### Proyectos de Inversión de Capital 2024

La ejecución financiera de los proyectos de inversiones de capital durante el 2024 alcanzó un 95% de cumplimiento respecto a lo programado; es decir, se ejecutaron 4,50 MMUSD respecto a los 4,72 MMUSD programados.

El portafolio de inversión estaba compuesto por 14 proyectos, que en su gran mayoría tienen el propósito de garantizar la continuidad de servicio, además de proyectos de tecnología informática y administración.

La ejecución del 95% representa el cumplimiento de ejecución más alto alcanzado en los últimos años y es el resultado de un proceso adecuado para planificar y priorizar las inversiones realizadas optimizando los recursos de la empresa. El resultado demuestra un desempeño satisfactorio para el cierre de la gestión.



Las categorías de proyectos de inversión de capital ejecutados durante el 2024, se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 10  
Proyectos de inversión

Detalle	Programado 2024	Ejecutado 2024	% Cumplimiento
Continuidad de Servicios	4.581.627	4.390.132	93%
Tecnología Informática & Administración	140.220	110.488	2%
<b>Total Inversiones de Capital</b>	<b>4.721.847</b>	<b>4.500.620</b>	<b>95%</b>

Fuente: Elaboración Propia.

## Principales Proyectos Ejecutados 2024

### Overhaul TC – C Estación Villa Montes

En el 2024, se ejecutó el 100% del proyecto de Overhaul TC - C de la Estación de Villa Montes. Este proyecto incrementa la vida útil de la unidad de turbo-compresión y garantiza la continuidad operativa del sistema de transporte del GASYRG. En esta gestión se concluyeron todas las actividades planificadas para el intercambio de la unidad y la misma se encuentra totalmente operativa.

### CIS –DCVG del GASYRG (Gasoducto Yacuiba Río Grande)

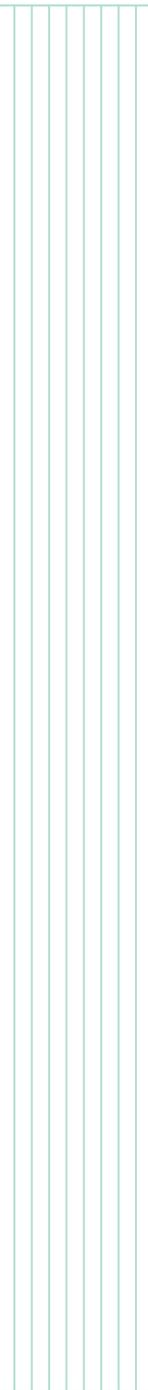
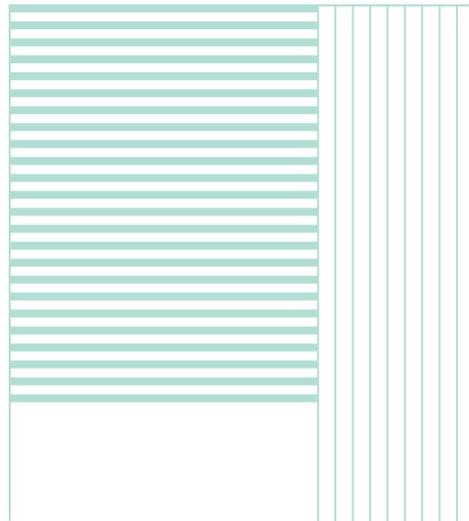
Se realizó el estudio de inspección de integridad al revestimiento del GASYRG, mediante la inspección CIS-DCVG (Close Interval Survey - Direct Current Voltage Gradient) como parte del programa de gestión de integridad implementado en 2024. Se ejecutó el 51,4% del total proyectado, significando el 100% del programado para 2024.

### Interconexión Termoeléctrica del Sur GASYRG

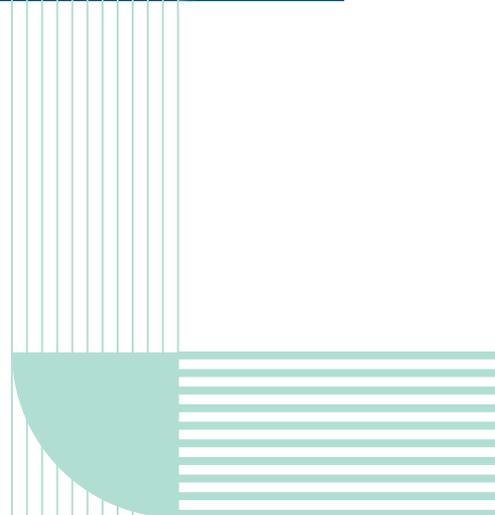
Se concluyeron todas las actividades de interconexión del sistema GASYRG a la Termoeléctrica del Sur operada por la empresa ENDE ANDINA con el fin de proveer gas combustible con bajo poder calorífico, con el fin de maximizar las entregas de gas rico a la Planta de Separación de Líquidos Carlos Villegas para que esta también pueda optimizar la producción de GLP y líquidos. Estas acciones también permitieron que el sistema de transporte de gas sea más flexible para diferentes configuraciones que atienden oportunamente los acuerdos comerciales vigentes. El sistema cuenta con la autorización de operación emitida por la ANH desde el 01/10/2024.







# 04 Sostenibilidad



YPFB Andina S.A. promueve una gestión ambiental sostenible basada en el cumplimiento normativo, la eficiencia operativa y la mejora continua. Su enfoque se alinea con los principios de desarrollo sostenible, priorizando la reducción de impactos ambientales, la optimización de recursos y la responsabilidad con el entorno natural y social. Durante la gestión abril 2024 - marzo 2025, la compañía fortaleció sus sistemas de monitoreo, control y remediación ambiental, consolidando su compromiso con una operación energética más limpia, segura y respetuosa del medio ambiente.

#### a. MEDIO AMBIENTE Y RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL (RSE)

YPFB Andina S.A. reafirmó su compromiso con la gestión ambiental responsable, cumpliendo con la normativa vigente y aplicando buenas prácticas operativas. Durante este periodo, se optimizó el uso de recursos y facilidades, garantizando la continuidad de las operaciones y fortaleciendo la gestión ambiental y social en todas sus fases.

##### a.I. Sistema de Emisiones de Gases Efecto Invernadero

Durante la gestión, se consolidó el sistema de cálculo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), mediante la aplicación de metodologías sectoriales avanzadas. Se amplió el inventario de fuentes y se incorporaron nuevos factores de emisión, lo que permitió una estimación más precisa de la huella de carbono corporativa.

- Emisiones estimadas: 261.724 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (T CO<sub>2</sub>e), un 5% más que en 2022, debido a una mayor precisión metodológica.
- Indicador t/Mt: Se mantuvo el cálculo de la relación entre emisiones y producción de hidrocarburos, alineado con estándares de la International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), fortaleciendo el monitoreo estratégico.

##### a.II. Responsabilidad social y empresarial (RSE)

Se gestionaron 15 trámites ambientales conforme al procedimiento BO-YPA-PA-048, incluyendo:

- 2 EEIA-AE y LASP.
- 4 Actualizaciones de Licencia Ambiental (LAA).
- 3 Autorizaciones de Movimiento Menor (ITE).
- 5 Formularios de Categorización Ambiental (FNCA-Cat-4).

Además, se tramitaron:

- 1 Manifiesto Ambiental y 1 LASP.
- 1 Integración de Licencias Ambientales.
- 7 Permisos de Desmonte no agropecuario (PDMna), aprobados por la ABT.

##### a.III. Manejo de Pasivos Ambientales

En febrero de 2025, se logró el cierre ambiental de seis pasivos:

- CAM-3, CAM-125, CAMBAT-14 D1, CAMPLT L1, CAMPLT L2, RGDINJ-F1.
- Otros tres pasivos (CAM-99, RGDINJ-P, VBRINJ-P) están en proceso de remediación mediante contrato con la empresa EMRIDE.



#### a.IV. Informes de Monitoreo Ambiental (IMAs)

Se presentaron 52 IMAs:

- 6 en fase de ejecución.
- 41 en operación y mantenimiento.
- 5 en abandono.

#### Resultados destacados:

- Índice de Gestión Ambiental (IGA): 0,94 (Alto Cumplimiento).
- Prevención de sanciones por MMUSD 4,09 (0,3% del costo total de inversión ambiental).

#### a.V. Campañas de Abandono

Se concluyeron exitosamente las campañas de abandono de los campos Cobra y Cascabel, con conformidad ambiental otorgada por propietarios, la Autoridad Ambiental Competente (MMAyA) y la Autoridad Sectorial (MHE).

#### a.VI. Responsabilidad Social Empresarial (RSE) – abril 2024 a marzo 2025

YPFB Andina S.A. implementa su Política de RSE en alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), promoviendo un modelo de gestión que equilibra el desempeño social, ambiental y económico. Esta estrategia busca mitigar impactos, fortalecer relaciones comunitarias y contribuir al desarrollo sostenible en sus áreas de influencia.



Consultorio  
odontológico,  
comunidad Los Pozos  
Yapacani



### Proyectos de Inversión Social

Se ejecutaron 10 proyectos con 100% de avance físico y financiero, en coordinación con gobiernos municipales y organizaciones sociales de San Juan, Santa Rosa del Sara y Yapacaní:

Cuadro N° 11  
Proyectos de inversión social

Sector	Proyectos	ODS Vinculados
Salud	Sillones odontológicos, nutrición escolar	ODS 3, ODS 2
Educación	Tinglado educativo, prevención de violencia de género	ODS 4, ODS 5, ODS 16
Infraestructura	Mercado comunitario	ODS 9, ODS 11
Productivo	Planta semillera, pozo de agua, potreros	ODS 2, ODS 6, ODS 8, ODS 15
Deporte	Iluminación LED para cancha	ODS 3, ODS 11

Fuente: Elaboración propia.

### Acción Social Complementaria

Se brindó apoyo logístico y material en campañas contra incendios forestales y actividades navideñas, en coordinación con YPFB Casa Matriz, reafirmando el compromiso institucional con la solidaridad y la cohesión social.

### Gestión de Servidumbres y Afectaciones

Se firmaron 16 contratos de servidumbre en campos La Peña, Sirari, Río Grande, Yapacaní, Campos Menores y Boquerón, permitiendo el avance de proyectos clave como perforación de pozos, construcción de baterías y caminos de acceso, en cumplimiento con la normativa y respeto a los derechos de los propietarios.



## b. SEGURIDAD Y SALUD

### bl. Seguridad Industrial

La Gerencia de Calidad, Salud, Seguridad, Ambiente y RSE (GSA) a través de sus jefaturas son las encargadas de efectuar la fiscalización de diversas actividades, obras y proyectos (AOP's) que se realizan tanto en campo como en ciudad. Esta enfocada en la prevención y controles con el objeto de prevenir incidentes y accidentes en el trabajo, aspecto importante para la continuidad operativa, para ello cuenta con personal especialista con conocimientos sólidos en la materia que brindan un soporte integrado al personal de las áreas operativas y administrativas.

Cuadro N° 12  
Objetivos Estratégicos

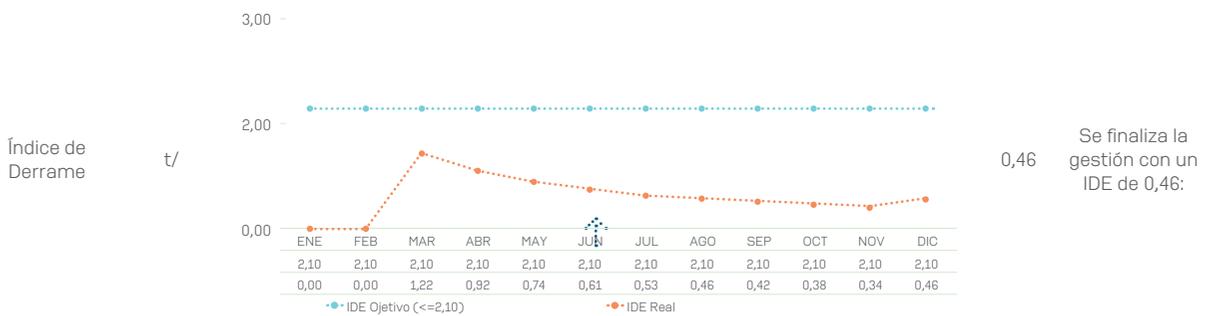
Indicador	Unidad	Cumplimiento	DIC 24	COMENTARIOS																																				
Frecuencia de Accidentes con Pérdida de días	#Num./ MillónHHT	<table border="1"> <thead> <tr> <th>ENE</th><th>FEB</th><th>MAR</th><th>ABR</th><th>MAY</th><th>JUN</th><th>JUL</th><th>AGO</th><th>SEP</th><th>OCT</th><th>NOV</th><th>DIC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td> </tr> <tr> <td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td> </tr> </tbody> </table>	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,00	No se reportaron accidentes con pérdida de días durante la gestión 2024, el indicador FACP se mantuvo en cero.
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC																													
0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47																													
0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47																													
Frecuencia de accidentes vehiculares	#Num./ Km	<table border="1"> <thead> <tr> <th>ENE</th><th>FEB</th><th>MAR</th><th>ABR</th><th>MAY</th><th>JUN</th><th>JUL</th><th>AGO</th><th>SEP</th><th>OCT</th><th>NOV</th><th>DIC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td><td>1,14</td> </tr> <tr> <td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td> </tr> </tbody> </table>	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,00	No se reportaron accidentes vehiculares durante la gestión 2024, el indicador FAV se mantuvo en cero.
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC																													
1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14																													
0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47																													
Tasa de eventos de seguridad de procesos TIER 1	#Num./ MillónHHT	<table border="1"> <thead> <tr> <th>ENE</th><th>FEB</th><th>MAR</th><th>ABR</th><th>MAY</th><th>JUN</th><th>JUL</th><th>AGO</th><th>SEP</th><th>OCT</th><th>NOV</th><th>DIC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td> </tr> <tr> <td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td><td>0,47</td> </tr> </tbody> </table>	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,00	No se reportaron accidentes de seguridad de procesos durante la gestión 2024.
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC																													
0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47																													
0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47																													

Fuente: Elaboración propia.

(continúa Pag 108)



Indicador	Unidad	Cumplimiento	DIC 24	COMENTARIOS
-----------	--------	--------------	--------	-------------

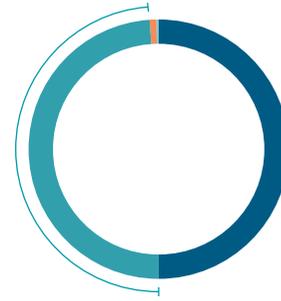
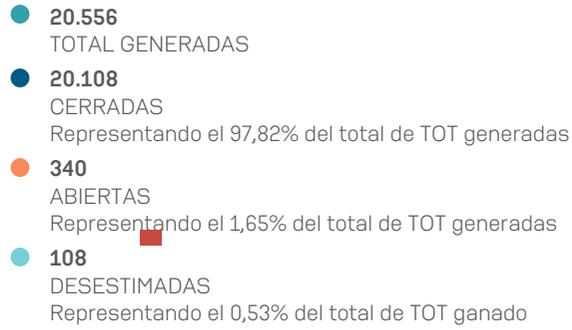


Fuente: Elaboración propia.

Pese a la gran cantidad de Horas Hombres Trabajadas, no se reportaron fatalidades durante las actividades en las diferentes áreas operativas y administrativas, alcanzando y cumpliendo con los objetivos trazados.



Gráfico N° 35  
Gestión de tarjetas de observación en el trabajo



Fuente: Elaboración propia.

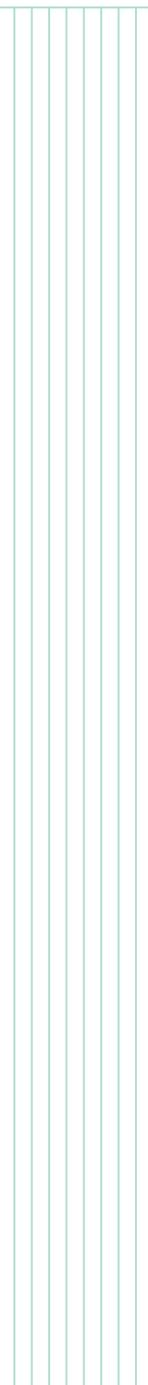
## b.II Salud Ocupacional

Durante la gestión 2024, el área de Salud Ocupacional de YPFB Andina S.A. ejecutó acciones clave orientadas a la protección de la salud, el bienestar y la seguridad de los trabajadores, destacando los siguientes logros:

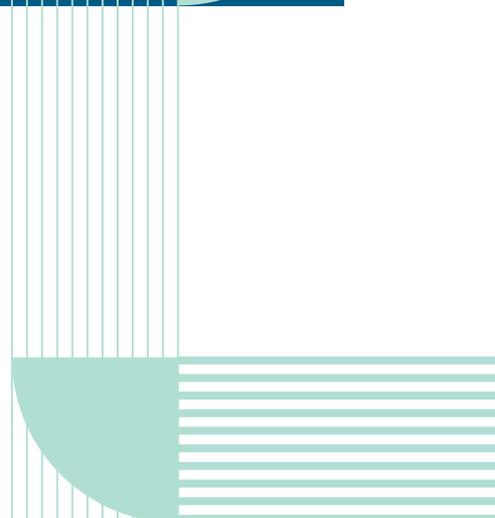
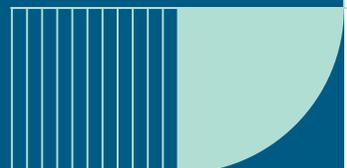
- Gestión Sanitaria y Bioseguridad: Tamizajes por COVID-19 permitieron controlar un brote sin afectar operaciones. Los indicadores de salud laboral se mantuvieron en cero.
- Promoción y Prevención: Se realizaron campañas de vacunación, ferias de salud y seguridad, cursos de primeros auxilios y ergonomía, y se ejecutó el programa “Elige Ser Saludable”.
- Monitoreos de Higiene Industrial: Se cumplió el cronograma anual con mediciones de ruido, vibraciones, iluminación, calidad del aire, agua, alimentos y otros factores ambientales.







# 05 Estados Financieros



## INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los Señores Directores y Accionistas de:  
YPFB ANDINA S.A.

### Opinión

Hemos auditado los estados financieros de YPFB ANDINA S.A. (en adelante mencionada también como “la Sociedad”), que comprenden el balance al 31 de marzo de 2025, y los correspondientes estados de resultados, evolución del patrimonio y flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en esa fecha, así como las notas explicativas 1 a 21 a los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas y los anexos I a IV que se acompañan.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera y patrimonial de YPFB ANDINA S.A. al 31 de marzo de 2025, así como los resultados y flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia (NCGA).

### Fundamentos para la opinión

Hemos realizado nuestra auditoría de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia. Nuestras responsabilidades bajo esas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros de nuestro informe. Nosotros somos independientes de la Sociedad de acuerdo con las disposiciones del Código 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 nuestras responsabilidades de acuerdo con dichos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido brinda una base suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión.

### Párrafos de énfasis

Llamamos la atención sobre los siguientes aspectos:

- Tal como se menciona en las Notas 6a y 14 de la información financiera adjunta, a la fecha del presente informe existen temas pendientes de resolución relacionados con derechos y obligaciones con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y aspectos relacionados con los Contratos de Operación que se encuentran en proceso de conciliación. Los efectos conocidos a la fecha se encuentran registrados en la información financiera.



## Otra cuestión

En nuestro informe de fecha 31 de mayo de 2024 expresamos una opinión con salvedades sobre los estados financieros al 31 de marzo 2024, debido a que el auditor de YPFB Transierra S.A. emitió un informe de revisión, sobre los estados financieros intermedios al 31 de marzo de 2024, con una conclusión calificada sobre el cálculo por deterioro de los activos fijos y su efecto en el impuesto diferido, por consiguiente, no nos había sido posible determinar el posible efecto que podrían tener los asuntos mencionados en el valor de la inversión que mantenía la Sociedad en YPFB Transierra S.A. al 31 de marzo de 2024. Sin embargo, al 31 de marzo de 2025 YPFB Transierra S.A. ha subsanado estas observaciones y el efecto en la Sociedad ha sido corregido en los presentes estados financieros.

## Responsabilidades de la dirección y de los responsables del gobierno de la Sociedad en relación con los estados financieros.

La dirección es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros adjuntos de conformidad con las bases de preparación de los estados financieros y las políticas contables incluidas en la Nota 2, y del sistema de control interno que la dirección considera 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 marcha, excepto si la dirección tiene la intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los responsables del gobierno de la Sociedad 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 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 toman basados en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de conformidad con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia, 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 sistema de 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 sistema de control interno de la entidad.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la dirección.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la dirección, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la entidad 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 entidad 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 con los responsables del gobierno y/o administración de la entidad en relación con, 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 sistema de control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

ENCINAS AUDITORES Y CONSULTORES S.R.L.  
FIRMA MIEMBRO DE RUSSELL BEDFORD INTERNATIONAL



Lic. Aud. Jorge Pérez A. (Socio)

MAT. CAUB – 12942

MAT. CDA SC – 3470

Santa Cruz de la Sierra, 30 de mayo de 2025



YPFB ANDINA S.A.  
**BALANCE GENERAL AL 31 DE MARZO DEL 2025 Y 2024**  
(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	Nota	2025	2024 (modificado)
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>			
Disponibles	4.1	2,228,470	1,544,217
Créditos por ventas	4.2	395,040	540,499
Otros créditos	4.3	526,223	363,602
Inventarios		268,872	221,057
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>3,418,605</b>	<b>2,669,375</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>			
Créditos por ventas	4.2	21,485	21,485
Bienes de uso	4.4	3,077,437	3,251,419
Inversiones	4.5	748,289	886,466
Otras inversiones	4.6	518,086	567,671
Otros créditos	4.3	282,662	358,289
Inventarios		175,641	156,991
<b>TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>4,823,600</b>	<b>5,242,321</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>8,242,205</b>	<b>7,911,696</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>PASIVO CORRIENTE</b>			
Deudas comerciales	4.7	410,371	242,382
Remuneraciones y cargas sociales		23,642	24,690
Deudas fiscales	4.8	52,206	62,185
Provisión para remediación ambiental	11	7,019	7,262
Otros pasivos y provisiones	4.9	29,285	29,305
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>		<b>522,523</b>	<b>365,824</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>			
Deudas comerciales	4.7	29,422	29,361
Provisión para beneficios sociales		22,262	22,681
Otros pasivos y provisiones	4.9	841,637	822,222
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>893,321</b>	<b>874,264</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>		<b>1,415,844</b>	<b>1,240,088</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital Social	7	1,343,952	1,343,952
Ajuste de capital	8.a)	1,277,354	1,277,354
Prima por emisión		715,456	715,456
Ajuste global del patrimonio	8.c)	1,104,657	1,104,657
Reserva legal	9	540,232	534,618
Ajuste de reservas patrimoniales	8.b)	1,572,687	1,572,687
Resultados acumulados	8.d)	272,023	122,884
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>6,826,361</b>	<b>6,671,608</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>		<b>8,242,205</b>	<b>7,911,696</b>

Las notas 1 a 21 que se acompañan forman parte integrante de este estado.

  
Lic. Prisma Arancibia Escobar  
Jefe de Contabilidad y Reporting  
CAUB N° 4151

  
Lic. Marco A. García Rodríguez  
Gerente de Administración y  
Finanzas

  
Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
Representante Legal



	Nota	2025	2024 (modificado)
<b>Ingresos</b>			
Ingresos operativos		1,420,940	1,448,050
Costos de operación		(1,028,477)	(1,179,898)
<b>Utilidad bruta</b>		392,463	268,152
Gastos de exploración		(1,715)	(43,043)
Gastos generales y de administración		(98,766)	(102,168)
Resultados en Sociedades Vinculadas		63,130	61,116
<b>Utilidad operativa</b>		355,112	184,057
Otros ingresos/(egresos)			
Egresos financieros, netos		(14,809)	(33,752)
Otros (egresos) ingresos, netos	4.10	(17,756)	3,282
Ajuste por inflación y tenencia de bienes y diferencia de cambio		8,629	(4,815)
<b>Resultado del ejercicio antes de impuestos</b>		331,176	148,772
Impuesto sobre las utilidades de las empresas - diferido	16.2	(75,627)	(10,726)
<b>Utilidad neta del ejercicio</b>		255,549	138,046

Las notas 1 a 21 que se acompañan forman parte integrante de este estado.

  
 Lic. Prisma Aracelia Escobar  
 Jefe de Contabilidad y Reporting  
 CAUB N° 4151

  
 Lic. Marco A. García Rodríguez  
 Gerente de Administración y  
 Finanzas

  
 Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
 Representante Legal



**YPFB ANDINA S.A.**  
**ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2025 Y 2024**  
(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	Capital Social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste global del patrimonio	Reserva legal	Ajuste de reservas patrimoniales	Resultados acumulados	Total patrimonio
<b>Saldos al 31 de marzo de 2023</b>	1,343,952	1,277,354	715,456	1,104,657	520,160	1,926,313	307,301	7,195,193
Ajuste VPP por Deterioro de Activos Fijos YPFB Transierra S.A. Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 18 de Diciembre de 2024 -Reclasificación a Ajuste de reservas Patrimoniales	-	-	-	-	-	(379,401)	379,401	(379,401)
<b>Saldos al 31 de marzo de 2023 (modificado)</b>	1,343,952	1,277,354	715,456	1,104,657	520,160	1,546,912	307,301	6,815,792
Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de junio de 2023 Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(282,230)	(282,230)
Constitución de la reserva legal	-	-	-	-	14,458	-	(14,458)	-
Utilidad neta del ejercicio (modificada)	-	-	-	-	-	-	138,046	138,046
Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 18 de Diciembre de 2024 - Reclasificación a Ajuste de reservas Patrimoniales	-	-	-	-	-	25,775	(25,775)	-
<b>Saldos al 31 de marzo de 2024 (modificado)</b>	1,343,952	1,277,354	715,456	1,104,657	534,618	1,572,687	122,884	6,671,608
Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de Junio de 2024 - Constitución de la reserva legal	-	-	-	-	5,614	-	(5,614)	-
Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de Diciembre de 2024 - Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(100,796)	(100,796)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	255,549	255,549
<b>Saldos al 31 de marzo de 2025</b>	1,343,952	1,277,354	715,456	1,104,657	540,232	1,572,687	272,023	6,826,361

Las notas 1 a 21 que se acompañan forman parte integrante de este estado.

  
Lic. Prisma Aracelis Escobar  
Jefe de Contabilidad y Reporting  
CAUB N° 4151

  
Lic. Marco A. García Rodríguez  
Gerente de Administración y Finanzas

  
Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
Representante Legal

	2025	2024 (modificado)
<b>Actividades operativas:</b>		
Utilidad neta del ejercicio	255,549	138,046
<b>Ajuste para reconciliar la Utilidad neta del ejercicio con el efectivo neto de actividades operativas:</b>		
Depreciación de bienes de uso	545,126	621,177
Castigo pozo exploratorio	-	43,043
Previsión para beneficios sociales	7,819	8,424
Resultado en Sociedades Vinculadas	(63,130)	(61,116)
Bajas de activos improductivos	17,726	7
Baja previsión pasivo ambiental	(243)	(13,833)
Provisión por obsolescencia de materiales	(11,832)	55,316
Incremento de provisiones no erogadas	17,934	15,483
	<u>768,949</u>	<u>806,547</u>
<b>Cambios en activos y pasivos:</b>		
Créditos por ventas	145,459	241,501
Otros créditos	36,873	(23,241)
Inventarios	(72,359)	46,172
Deudas comerciales	168,050	(14,086)
Remuneraciones y cargas sociales	(1,048)	(687)
Otros pasivos y provisiones	(20)	248
Pago de beneficios sociales	(8,238)	(13,016)
<b>Total flujo de efectivo proveniente de actividades de operación</b>	<u>1,037,666</u>	<u>1,043,438</u>
<b>Actividades de inversión:</b>		
Adquisición de bienes de uso	(379,642)	(273,059)
Otras inversiones	49,585	45,443
Dividendos recibidos	77,440	-
<b>Total flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión</b>	<u>(252,617)</u>	<u>(227,616)</u>
<b>Actividades de financiación:</b>		
Dividendos pagados	(100,796)	(282,230)
<b>Total flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación</b>	<u>(100,796)</u>	<u>(282,230)</u>
<b>Incremento neto de efectivo</b>	684,253	533,592
<b>Disponible al inicio del ejercicio</b>	<u>1,544,217</u>	<u>1,010,625</u>
<b>Disponible al cierre del ejercicio</b>	<u>2,228,470</u>	<u>1,544,217</u>

Las notas 1 a 21 que se acompañan forman parte integrante de este estado.

  
 Lic. Prisma Aracelia Escobar  
 Jefe de Contabilidad y Reporting  
 CAUB N° 4151

  
 Lic. Marco A. García Rodríguez  
 Gerente de Administración y Finanzas

  
 Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
 Representante Legal



## NOTA 1 - CONSTITUCIÓN Y OBJETO

YPFB Andina S.A. (antes Empresa Petrolera Andina S.A.), inició sus operaciones el 10 de abril de 1997 como culminación del proceso de capitalización de un segmento del negocio de exploración y producción de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ("YPFB"), bajo el marco de la Ley N° 1544 del 21 de marzo de 1994 ("Ley de Capitalización").

La Sociedad tiene por objeto realizar actividades petroleras en el Estado Plurinacional de Bolivia, en especial las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos naturales de conformidad con disposiciones legales y sus reglamentos aplicables.

Posteriormente, en el marco del proceso de nacionalización, se dictó el Decreto Supremo N° 29486 que permitió que Repsol YPF Bolivia S.A., (actualmente Repsol Bolivia S.A.), en fecha 30 de abril de 2008, transfiera a favor de YPFB un total de 145.162 acciones de la Empresa Petrolera Andina S.A., (actualmente YPFB Andina S.A.) asumiendo YPFB la mayoría accionaria.

En la Junta General Extraordinaria de Accionistas, efectuada en fecha 19 de mayo y su continuidad de fecha 5 de junio de 2008; los Accionistas aprobaron el cambio de la denominación de la Sociedad a "YPFB Andina S.A."

En cumplimiento al mandato de la Ley de la Empresa Pública N° 466 de fecha 26 de diciembre de 2013, YPFB adquirió de Repsol Bolivia S.A en fecha 4 de agosto de 2014, una participación accionaria adicional de 79.557 acciones, que le permitió alcanzar el 51% de la participación accionaria en YPFB Andina S.A., quedando la composición accionaria de la siguiente manera:

Accionista	Número de acciones	Porcentaje
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	6.854.156	51,00%
Repsol Bolivia S.A.	6.495.361	48,33%
Accionistas minoritarios	90.003	0,67%
Total	13.439.520	100,00%

## NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS Y POLÍTICAS CONTABLES

### 2.1 Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia

Los presentes estados financieros al 31 de marzo de 2025 y 2024, han sido preparados de acuerdo con normas de contabilidad generalmente aceptadas en Bolivia, cuyos criterios de valuación y exposición se mencionan en la Nota 3 siguiente. De acuerdo con la Resolución CTNAC N° 01/2012 emitida el 7 de noviembre de 2012, por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad (CTNAC) del Colegio de Auditores y/o Contadores Públicos Autorizados de Bolivia, únicamente en ausencia de pronunciamientos técnicos específicos en el país, se recomienda la aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

### 2.2 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 se han elaborado por el período de doce meses comprendido entre el 1° de abril y el 31 de marzo de 2025 y 2024.

### 2.3 Consideración de los efectos de la inflación

Hasta el 10 de diciembre de 2020, los estados financieros fueron preparados en términos de moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación, siguiendo los lineamientos establecidos en la Norma de Contabilidad N° 3 revisada y la Resolución CTNAC N° 01/2008 del 11 de enero de 2008 del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores y/o Contadores Públicos Autorizados de Bolivia.

Para estos efectos se ha considerado el valor de la UFV del 10 de diciembre de 2020 Bs2,35998. A partir del 11 de diciembre de 2020, el Consejo Técnico Nacional de Contabilidad y Auditoría de Colegio de Auditores de Bolivia,



mediante la Resolución CTNAC N° 03/2020, resuelve suspender el ajuste integral por inflación de estados financieros, de acuerdo con la Norma de Contabilidad No 3 (NC 3) "Estados Financieros a Moneda Constante" (Revisada y Modificada en septiembre de 2007).

### 2.3.1 Preparación de información financiera de acuerdo con el DS 24051

En cumplimiento del Decreto Supremo N° 24051 (Reglamento del Impuesto sobre las Utilidades de la Empresas) en su artículo 38 (Expresión de Valores en Moneda Constante) y artículo 48, a efectos impositivos, la Sociedad ha preparado información financiera (balance general ajustado por inflación, estado de resultados ajustado por inflación, estado de evolución del patrimonio ajustado por inflación y estado de flujo de efectivo ajustado por inflación) en moneda constante, reflejada en los Anexos I al IV, reconociendo de forma integral los efectos de la Inflación, el índice utilizado para actualizar los rubros no monetarios, es el coeficiente resultante de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV) vigente a la fecha de cierre de los presentes estados financieros y a la fecha de origen de las transacciones.

La cotización oficial de la UFV al 31 de marzo de 2025 y 2024, fue de Bs. 2.64826 y Bs. 2.48722 por UFV1, respectivamente.

## 2.4 Integración de la participación en Contratos de Riesgo Compartido, Contratos de Operación y Contratos de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación en Áreas Reservadas a favor de YPFB

La participación de YPFB Andina S.A. en las operaciones de los Contratos de Riesgo Compartido Contratos de Operación y Contratos de Servicios Petroleros, han sido incorporadas en los estados financieros de la siguiente forma:

- Bloques San Alberto y San Antonio: Mensualmente, a través de la consolidación proporcional línea por línea en las cuentas de inversiones y resultados, de la participación correspondiente a YPFB Andina S.A., la cual surge de las rendiciones mensuales preparadas por el Operador, luego de proceder a su adecuación a los criterios contables utilizados por la Sociedad.

Anualmente, a través de la consolidación línea por línea en las cuentas de balance y resultados, de la participación correspondiente a YPFB Andina S.A., la cual surge de los estados financieros auditados de dichos Bloques, luego de proceder con su adecuación a los criterios contables utilizados por la Sociedad.

- Bloque Monteagudo: Mensualmente, a través de la consolidación proporcional línea por línea de la participación correspondiente a YPFB Andina S.A. que surge de las rendiciones mensuales de inversiones y gastos preparadas por el Socio Operador, luego de proceder con su adecuación a los criterios contables utilizados por la Sociedad.

- Planta de Compresión de Gas de Río Grande: Mensualmente, a través de la consolidación proporcional línea por línea de la información financiera mensual preparada por el Administrador en base al porcentaje de participación de YPFB Andina S.A.

- Ducto de 12": Mensualmente, a través de la consolidación proporcional línea por línea de la información financiera preparada por el Socio Administrador en base al porcentaje de participación de YPFB Andina S.A.

## 2.5 Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia de la Sociedad realice estimaciones para la determinación de saldos de activos, pasivos y montos de ingresos y gastos, y para revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. 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 estimaciones significativas incluidas en los estados financieros son: la provisión para cuentas de cobranza dudosa, la provisión sobre las existencias, las reservas utilizadas en el cálculo de la amortización de los bienes de uso relacionados con las actividades productivas de petróleo y gas, los costos de abandono y taponamiento



de pozos, restauración medioambiental, la depreciación de inmuebles, maquinaria y equipo, las pérdidas por desvalorización, el cálculo del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (corriente y diferido) y las provisiones para contingencias tributarias.

### NOTA 3 - CRITERIOS DE VALUACIÓN Y EXPOSICIÓN

Los principales criterios de valuación utilizados por la Sociedad son los siguientes:

#### 3.1 Saldos en moneda extranjera

Los saldos de las cuentas de activos y pasivos en moneda extranjera se convirtieron al tipo de cambio de cierre de cada ejercicio. Las diferencias de cambio resultantes de este procedimiento son imputadas en el resultado del ejercicio. La cotización oficial del dólar estadounidense al 31 de marzo de 2025 y 2024 fue de Bs6,96.

#### 3.2 Disponibilidades, créditos, y deudas

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

#### 3.3 Inversiones corrientes

Se encuentran registradas a su valor nominal, incorporando en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio, según las cláusulas específicas de cada operación.

#### 3.4 Inversiones no corrientes

Las inversiones permanentes se encuentran registradas por el método del valor patrimonial proporcional, siguiendo el procedimiento establecido por la Norma de Contabilidad N° 7 del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores y/o Contadores Públicos Autorizados de Bolivia.

Las otras inversiones no corrientes se encuentran registradas a su valor nominal, incorporando en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio, según las cláusulas específicas de cada operación.

#### 3.5 Inventarios

Los inventarios de materiales, repuestos y accesorios se valúan a su costo de adquisición o incorporación ajustado por inflación hasta el 10 de diciembre de 2020, de acuerdo a lo indicado en la Nota 2.3.

El inventario de crudo y de line pack de crudo, se valúan a su costo de reposición o de producción a la fecha de cierre de cada gestión.

#### 3.6 Recursos y reservas

Para la estimación de reservas y recursos de petróleo y gas, YPFB Andina S.A. utiliza los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS. Las reservas se presentan bajo una clasificación de reservas Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3), en el cual se considera el grado de incertidumbre o certeza razonable de acuerdo a la categoría que corresponda. La estimación de los volúmenes de reservas se toma en consideración toda la información existente y necesaria para una adecuada evaluación del cierre oficial a un periodo definido.

#### 3.7 Bienes de uso

El aporte inicial de Bs3.455.000 (reexpresado hasta el 10 de diciembre de 2020) efectuado por YPFB en el proceso de capitalización, fue incorporado a los valores fijados para dicho proceso en base al estudio de un experto independiente.



El resto de los bienes han sido valuados a su costo de incorporación reexpresado por inflación hasta el 10 de diciembre de 2020 de acuerdo a lo indicado en la Nota 2.3.

La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas.

- Los costos de exploración, excluidos los costos de los pozos exploratorios, se imputan a los resultados del ejercicio en que se realizan los mismos.
- Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se capitalizan hasta que se determine si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los costos de perforación mencionados se imputan a resultados. Los costos de perforación correspondientes a la intervención de los pozos productivos y a los pozos de desarrollo se capitalizan.

Al 31 de marzo de 2025 y 2024, los costos futuros estimados de abandono, taponamiento de pozos y los costos de restauración medio ambiental se registran a su valor actual neto, y forman parte del valor de origen de los bienes de uso.

La Sociedad evalúa periódicamente la recuperabilidad de sus bienes de uso tomando como unidad generadora de caja todos los ingresos generados por la Sociedad, de acuerdo con los lineamientos de la normativa local.

Los costos de ampliación o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o una extensión de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario, se imputan a resultados en el período en que se producen.

La Sociedad deprecia los pozos productores utilizando el método de unidades de producción, mediante la aplicación de la relación existente entre el petróleo y gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y probables desarrolladas. Los demás activos relacionados con las actividades productivas, son depreciados utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas, probadas y probables estimadas por la Sociedad.

Para la depreciación del resto de los bienes de uso se utiliza el método de la línea recta, que consiste en aplicar tasas de depreciación sobre el valor de los activos determinados en función de la vida útil estimada de los mismos.

El valor de los bienes de uso, considerados en su conjunto, no supera su valor recuperable.

### 3.8 Estimación del valor recuperable

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, la Sociedad compara su valor en libros con su valor recuperable siempre que existan indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro. Si el importe recuperable de un activo es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor.

La metodología utilizada por la Sociedad en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos. Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos, gastos e inversiones de la Sociedad. La valoración de los activos utiliza proyecciones de flujos 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:

- 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,
- 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, y



- iii) Costos de Opex y Capex, se calculan para el primer año tomando como referencia el presupuesto anual de la Sociedad y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos.

### 3.9 Previsión para remediación ambiental

Los pasivos relacionados con los costos futuros de remediación son registrados cuando la erogación es probable, y los costos pueden ser estimados razonablemente.

Otros costos ambientales, tales como mantenimiento y prevención, se registran al momento de su erogación y, de ser apropiado, se capitalizan.

### 3.10 Impuesto sobre las utilidades de las empresas

La Sociedad determina la provisión para el impuesto corriente sobre la base de las leyes tributarias vigentes, siempre que se genere renta gravable.

De acuerdo a lo establecido en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 12, el impuesto diferido se calcula utilizando el método del pasivo, contabilizando el efecto de las diferencias temporarias que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, como impuesto diferido crédito o débito respectivamente, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

La tasa utilizada para el cálculo de los impuestos diferidos es la establecida por las leyes tributarias vigentes. Las diferencias temporarias imponibles generan un impuesto diferido pasivo pagadero en el futuro y las diferencias temporarias deducibles generan un impuesto diferido activo a recuperar cuando se apliquen las pérdidas tributarias de la gestión y saldos de pérdidas tributarias de gestiones pasadas y se reconoce solamente hasta el importe que es probable que futuras ganancias imponibles estarán disponibles, contra las cuales el activo pueda ser utilizado. Los activos y pasivos por impuesto diferido se exponen en los estados financieros como no corrientes y se someten a revisión periódicamente.

### 3.11 Previsión para indemnizaciones

De acuerdo con la legislación vigente, el personal es beneficiario a indemnizaciones equivalentes a un sueldo por año de servicio, derecho que es adquirido una vez transcurridos tres meses en relación de dependencia. Esta previsión se constituye para todo el personal que se encuentra sujeto a este beneficio. En base a la rotación normal del personal, esta provisión es considerada no corriente.

### 3.12 Patrimonio

Hasta el 10 de diciembre de 2020, la Sociedad ajustaba las cuentas del patrimonio actualizándolo de acuerdo a lo indicado en la nota 2.3 anterior. Dicho ajuste se registraba de la siguiente manera: i) el capital social se ajustaba en la columna "Ajuste del capital", ii) la prima de emisión, la reserva legal y el ajuste global del patrimonio en la columna "Ajuste de reservas patrimoniales", y iii) los resultados acumulados se ajustaban en su misma línea.

El importe acumulado de la cuenta "Ajuste de capital" no podrá ser distribuido en efectivo; solo podrá ser aplicado a incrementos de capital. El monto acumulado de la cuenta "Ajuste de reservas patrimoniales", podrá además utilizarse para la absorción de pérdidas acumuladas. En ambos casos previa aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas.

### 3.13 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos corresponden a:

- i) Retribución del Titular devengada por los Contratos de Operación suscritos entre YPFB y la Sociedad. La retribución se compone por el costo recuperable y la utilidad determinada.

Los costos recuperables, en general, corresponden a las operaciones de exploración, evaluación, desarrollo y explotación y abandono, llevados a cabo conforme al Contrato de Operación, e incluyen entre otros, los costos de personal, servicios, materiales, impuestos, tasas, contribuciones y compensaciones (excepto



el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, Regalías y Participaciones e Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Beneficiarios del Exterior), diferencias de cambio, seguros, costos de administración y servicios, y la depreciación de los bienes de uso calculados en línea recta.

El valor de los hidrocarburos netos recibidos por YPFB en punto de fiscalización y luego de descontar los costos de transporte y compresión, las Regalías y Participaciones, el Impuesto Directo a los Hidrocarburos y los costos recuperables del Titular, según lo dispuesto en el Anexo D de los Contratos de Operación, se asigna el importe remanente, en concepto de utilidad, entre YPFB y el Titular, según lo dispuesto en el Anexo F de los Contratos de Operación.

- ii) Incentivos a la producción de petróleo en aplicación de la Ley N° 767 del 11 de diciembre de 2015 para la promoción de la inversión en exploración y explotación hidrocarburífera en Bolivia, que ha sido reglamentada mediante el Decreto Supremo N° 2830 de fecha 6 de julio de 2016, en el cual establece un precio adicional para el petróleo producido (Ver Nota 6.b).

### 3.14 Presentación y modificación de los estados financieros al 31 de marzo de 2024

El balance general, estado de resultados, el estado de evolución del patrimonio neto y el flujo de efectivo al 31 de marzo de 2024 incluyen una modificación con respecto a los que fueron originalmente emitidos. Dicha modificación fue realizada con el propósito de mostrar los efectos del ajuste en el valor recuperable del Activo Fijo de YPFB Transierra S.A. (Ver Nota 4.5).

## NOTA 4 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS

### 4.1 Disponible

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025	2024
Bancos moneda nacional	964.189	548.648
Bancos moneda extranjera	676.576	442.275
Inversiones financieras <sup>(1)</sup>	562.546	513.415
Otras disponibilidades <sup>(2)</sup>	25.159	39.879
<b>Total</b>	<b>2.228.470</b>	<b>1.544.217</b>

<sup>(1)</sup> Debido a su alto nivel de liquidez, estas inversiones se presentan dentro del rubro de disponible.

<sup>(2)</sup> Al 31 de marzo de 2025 y 2024, incluye disponibilidades correspondientes a áreas No Operadas por Bs25.079 y Bs39.802 respectivamente.

### 4.2 Créditos por ventas

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025		2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Petrobras Brasil <sup>(1)</sup>	-	21.485	-	21.485
Sociedades relacionadas (Nota 5) <sup>(2)</sup>	481.629	-	627.088	-
Univen Petroquímica LTDA. <sup>(3)</sup>	6.957	-	6.957	-
Otros	(235)	-	(235)	-
(-) Previsión para incobrables (Nota 6) <sup>(4)</sup>	(93.311)	-	(93.311)	-
<b>Total</b>	<b>395.040</b>	<b>21.485</b>	<b>540.499</b>	<b>21.485</b>



- (1) Corresponde a los volúmenes registrados como line pack de gas al inicio de las exportaciones del Contrato GSA.
- (2) El saldo al 31 de marzo de 2025 y 2024, incluye cuentas por cobrar por concepto de Retribución del Titular por Bs457.903 y Bs603.362 respectivamente descritas en la Nota 6 (a).
- (3) Univen Petroquímica LTDA (Univen) y Empresa Petrolera Andina S.A. (ahora YPFB Andina S.A.), en fecha 26 de junio de 2003, celebraron un Contrato de Compra-Venta de Condensado. Como resultado de la ejecución del Contrato de Compra-Venta de Condensado, Univen demandó a YPFB Andina S.A. ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional, siendo el resultado del Laudo Arbitral favorable a la Sociedad disponiendo el pago a YPFB Andina S.A. por parte de Univen de MUS\$ 999 más costos e intereses, motivo por el cual, el 11 de febrero de 2008, Univen presentó un recurso de nulidad contra el Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje en Montevideo (Uruguay), el cual fue desestimado por el Tribunal de Apelaciones de Uruguay.

Ante la falta de respuesta a la notificación de pago efectuada a Univen, se definió iniciar el proceso de homologación del Laudo Arbitral ante el Tribunal Superior de Justicia de la República de Brasil.

Posteriormente Univen, presentó un recurso de nulidad al Tribunal Superior de Justicia alegando que sus argumentos no fueron considerados en la decisión de homologación.

El Tribunal Superior de Justicia no consideró el recurso presentado por Univen, manteniendo su decisión por la homologación del Laudo Arbitral.

En adición a las actuaciones antes referidas, Univen presentó un recurso extraordinario ante la Corte Suprema de Brasil, el cual fue desestimado.

En fecha 29 de abril de 2016, la Sociedad procedió a presentar la demanda de ejecución del Laudo Arbitral de acuerdo con las leyes procesales brasileñas. En razón a que Univen no fue encontrada en las direcciones especificadas en la demanda, la orden de citación emitida por el Juez que establece un plazo de 15 días para que se proceda al pago, fue entregada por correo en fecha 14 de agosto de 2017, en la nueva dirección indicada. A la fecha no se ha identificado pago voluntario por parte de Univen, tampoco han presentado impugnación de la ejecución, por lo que se inició las medidas necesarias para realizar el embargo de bienes de Univen, en este sentido, la Sociedad solicitó dentro del proceso, la búsqueda oficial de bienes que Univen pueda tener para su respectivo embargo, consecuentemente, de la investigación realizada por el Departamento Estatal de Tráfico de Vehículos de Sao Paulo para verificación de vehículos que sean de titularidad de Univen y de la verificación de las últimas declaraciones de impuesto sobre la renta de Univen, no se obtuvo resultados favorables.

Por lo anterior, el 11 de junio de 2018 se presentó una nueva petición, adoptando otras medidas para continuar con la ejecución, solicitando al Juez que se envíe oficio a la Agencia Nacional de Petróleo – ANP (órgano regulador de las actividades que integran las industrias del petróleo y gas natural y de biocombustibles en Brasil), para que informe los registros comerciales de Univen, dicha solicitud de envío de oficio a la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) ha sido aceptada por el Juez y el oficio fue enviado el 17 de septiembre de 2018.

En atención al oficio indicado precedentemente, en fecha 8 de enero de 2019, la Agencia Nacional de Petróleo de Brasil - ANP, informó que Univen tiene registro activo para el ejercicio de algunas actividades relacionadas con la exportación e importación de solventes, aceite diésel y gasolinas automotrices e indicó que existen registros de compra y venta relacionados con una empresa filial de Univen hasta el año 2015, y que actualmente esta filial declara tener sólo valores restantes de algunos productos en stock, asimismo, la ANP presentó autorizaciones al ejercicio de la actividad, así como para la construcción, operación y unidades operativas, siendo la última de ellas cerrada el 4 de junio de 2010, por lo que, se solicitó el embargo de los productos que Univen tiene en stock, el cual fue concedido y debía ser cumplido por el Juez de la ciudad de Itupeva del Estado de São Paulo, sin embargo, no fue posible su cumplimiento, toda vez que dicha sucursal ha sido cerrada. Se presentó ante el Juez la petición para solicitar las declaraciones de impuesto de Univen y su filial, petición que fue concedida por el Juez. Luego de las gestiones efectuadas para obtener las declaraciones de impuesto, se nos hizo conocer que no se encontraron declaraciones de impuestos de Univen y su filial, de acuerdo al certificado emitido por la oficina del Juez en donde radica el proceso en el Estado de São Paulo, de la República Federativa de Brasil. La Sociedad ha solicitado el



bloqueo de valores de Univen en cuentas bancarias; estando al presente a la espera de la respuesta de la decisión del Juez a esta solicitud.

(4) El saldo al 31 de marzo de 2025 y 2024 de Bs93.311, corresponde principalmente a la provisión constituida por dudoso cobro con YPFB por un importe de Bs62.650, de acuerdo con la descripción en Nota 6 (a).

#### 4.3 Otros créditos

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025		2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Crédito Fiscal IVA – campos no operados	8.056	68.204	8.075	68.204
Sociedades relacionadas (Nota 5)	218.836	-	14.652	-
Depósitos en garantía y fianzas	822	-	822	-
Anticipo de regalías	-	71.398	-	71.398
Gastos pagados por adelantado	42.766	-	46.118	-
Tesoro General de la Nación <sup>(1)</sup> (Nota 6b)	223.974	-	241.768	-
Otros créditos en Asociaciones	50.858	-	62.952	-
Uso de facilidades (Bloque XX Tarija)	1.997	-	1.927	-
Anticipos a proveedores	7.530	-	23.859	-
Créditos impositivos (Nota 16.2)	7.748	143.060	248	218.687
Otros	1.370	-	915	-
(-) Provisión para incobrables	(37.734)	-	(37.734)	-
<b>Total</b>	<b>526.223</b>	<b>282.662</b>	<b>363.602</b>	<b>358.289</b>

(1) El importe por Bs223.974, está compuesto principalmente por incentivos a la producción por cobrar por Bs206.191.

#### 4.4 Bienes de uso

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025		2024	
	Valor de origen	Depreciación acumulada	Valor neto	Valor neto
Terrenos y edificios	272.946	(121.676)	151.270	157.734
Muebles, útiles e instalaciones	52.834	(47.243)	5.591	6.976
Maquinarias, herramientas y equipos	530.253	(525.154)	5.099	8.849
Rodados	44.533	(43.021)	1.512	2.303
Planta de Compresión de Río Grande	523.445	(431.371)	92.074	97.224
Pozos productores	24.945.482	(22.444.716)	2.500.766	2.905.869
Perforaciones y obras en curso	245.779	-	245.779	70.491
Exploración	2.105.135	(2.029.789)	75.346	1.973
<b>Total 2025</b>	<b>28.720.407</b>	<b>(25.642.970)</b>	<b>3.077.437</b>	<b>-</b>
<b>Total 2024</b>	<b>28.364.373</b>	<b>(25.112.954)</b>	<b>-</b>	<b>3.251.419</b>

La depreciación acumulada incluye la depreciación del ejercicio finalizado el 31 de marzo de 2025 por Bs545.126 (2024: Bs621.177).



#### 4.5 Inversiones

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025	2024 (Modificado)
Participación en YPFB Transierra S.A. <sup>(1)</sup>	747.552	885.729
Acciones Telefónicas	620	620
Otras inversiones	117	117
<b>Total</b>	<b>748.289</b>	<b>886.466</b>

(1) YPFB Transierra S.A. (anteriormente Transierra S.A.) es una empresa boliviana constituida mediante Escritura Pública N° 397/2000 de fecha 8 de noviembre de 2000, con el objeto de dedicarse al transporte de hidrocarburos por ductos, en virtud de la Concesión Administrativa otorgada por la entonces Superintendencia de Hidrocarburos, a través de la Resolución Administrativa SSDH N° 656/2001, para la construcción y operación del gasoducto Yacuiba – Río Grande (“GASYRG”) por un plazo de cuarenta años.

YPFB Transierra S.A. está inscrita en el Servicio Plurinacional de Registro de Comercio bajo la matrícula N° 102857702.

En fecha 28 de agosto de 2014, se realiza el cambio de la denominación de la Sociedad “Transierra S.A.” a “YPFB Transierra S.A.”, cuyo acto fue inscrito ante el Registro de Comercio de Bolivia en fecha 4 de septiembre de 2014, en aquel entonces concesionado a FUNDEMPRESA.

Mediante la Resolución Administrativa SD N° 0227/2003 de fecha 7 de abril de 2003, la entonces Superintendencia de Hidrocarburos otorgó la Licencia de Operación para el transporte de gas natural a través del GASYRG, iniciándose la operación en fecha 9 de abril de 2003, fecha que ha sido considerada a los efectos correspondientes como la de puesta en marcha del GASYRG.

Posteriormente, en virtud de la Resolución Administrativa SSDH N° 037/2004 de fecha 9 de enero de 2004, emitida por la Superintendencia de Hidrocarburos, se otorgó la Licencia de Operación para la Estación de Compresión de Villamontes ubicada en el Km. 71 del GASYRG, comenzando a operar el 13 de enero de 2004.

El 29 de julio de 2014, YPFB adquirió el 55,5 % de participación accionaria en YPFB Transierra S.A., resultado de la compra de la totalidad de las acciones a los ex accionistas Petrobras Bolivia Inversiones y Servicios S.A. y Total E&P Bolivia Sucursal Bolivia (actualmente TotalEnergies EP Bolivia Sucursal Bolivia).

Posteriormente, en fecha 24 de octubre de 2014, YPFB Andina S.A. transfirió una (1) acción a favor de YPFB Transporte S.A., registrada en el libro de Registro de Accionistas de YPFB Transierra S.A., por lo que, a partir de dicha fecha, la composición accionaria está compuesta de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Porcentaje
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	3.427.680	55,50000%
YPFB Andina S.A.	2.748.319	44,49998%
YPFB Transporte S.A.	1	0,00002%
<b>Total</b>	<b>6.176.000</b>	<b>100%</b>

La valuación de la inversión mantenida por la Sociedad en YPFB Transierra S.A., por el método del valor patrimonial proporcional, ha sido calculada en base a estados financieros al 31 de marzo de 2025 y 2024, los cuales han sido preparados sobre la base de criterios contables similares a los aplicados por la Sociedad para la confección de sus estados financieros. El resultado generado por esta inversión se refleja en el rubro “Resultados en Sociedades Vinculadas”.



Negociaciones actuales de la Subsidiaria

- En base a las negociaciones realizadas por el Estado Boliviano referente a los mercados de exportación de Gas Natural, YPFB Transierra S.A. mantiene vigente el Contrato de transporte de gas natural suscrito con YPFB hasta el año 2025.

Análisis para determinar el valor recuperable de los activos fijos de la Subsidiaria

- Como resultado de un análisis para determinar el valor recuperable de los activos fijos netos, YPFB Transierra S.A. registró los ajustes contables por deterioro siguiendo lo establecido en la NIC 8, al tratarse de la corrección de errores ocurridos en gestiones anteriores, debido a que se identificaron indicios de deterioro desde la gestión 2021, aspecto que se confirma en la gestión 2024, con la elaboración de las pruebas de deterioro retroactivo, validadas por su auditor externo.

De acuerdo a Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia, YPFB Andina S.A. aplicó el mismo tratamiento contable para el registro del ajuste del valor de la inversión, modificando los estados financieros emitidos al 31 de marzo de 2024 en los siguientes rubros: i) el valor de la inversión ha disminuido en Bs.353.626, ii) el patrimonio neto ha disminuido en Bs379.401, y iii) el resultado de la gestión ha incrementado en Bs25.775.

**4.6 Otras inversiones no corrientes**

La composición del rubro al 31 de marzo 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025	2024
Depósito en Fideicomiso (Nota 19.h)	518.086	567.671
Total	<u>518.086</u>	<u>567.671</u>

Al 31 de marzo de 2025 y 2024, el importe de Bs518.086 y Bs567.671, respectivamente, corresponde a los saldos de depósitos en fideicomiso realizados por la Sociedad en cumplimiento a lo establecido en los Contratos de Operación, con el único y específico objetivo de cubrir los costos de abandono de los campos petroleros.

**4.7 Deudas comerciales**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025		2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores				
- Sociedades relacionadas (Nota 5)	24.730	-	62.083	-
- Proveedores de Bloques No Operados	100.318	29.422	94.639	29.361
- Comunes	139.654	-	44.822	-
Provisiones para gastos y servicios	145.669	-	40.838	-
Total	<u>410.371</u>	<u>29.422</u>	<u>242.382</u>	<u>29.361</u>

**4.8 Deudas fiscales**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025	2024
Impuestos a las transacciones (IT)	49.805	48.848
Débito fiscal IVA	2.188	13.265
Retenciones a terceros	213	72
Total	<u>52.206</u>	<u>62.185</u>



#### 4.9 Otros pasivos y provisiones

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025		2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Dividendo por pagar	15.443	-	15.623	-
Bonos por pagar	3.181	-	1.309	-
Provisión abandono de campos	-	841.289	-	821.874
Otras provisiones	10.661	348	12.373	348
<b>Total</b>	<b>29.285</b>	<b>841.637</b>	<b>29.305</b>	<b>822.222</b>

#### 4.10 Otros (Egresos) ingresos, netos

La composición del rubro al 31 de marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

	2025	2024
Efecto de abandono de campo	(7.509)	11.309
Efecto de venta de activos	(12.327)	-
Reversión Parcial Pasivo Remediación Ambiental	-	13.615
Otros	2.080	(21.642)
<b>Total</b>	<b>(17.756)</b>	<b>3.282</b>

### NOTA 5 - SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES RELACIONADAS

Los saldos con sociedades relacionadas al 31 de marzo de 2025 y 2024, son los siguientes:

Sociedad	Créditos por ventas <sup>(1)</sup>		Otros créditos <sup>(2)</sup>	
	2025	2024	2025	2024
Repsol E&P Bolivia S.A.	-	-	421	514
Repsol Bolivia S.A.	-	-	26	27
YPFB	481.629	627.088	94.400	14.111
YPFB Chaco S.A.	-	-	122	-
YPFB Transierra S.A.	-	-	123.867	-
<b>Total</b>	<b>481.629</b>	<b>627.088</b>	<b>218.836</b>	<b>14.652</b>

Sociedad	Deudas Comerciales <sup>(3)</sup>		Provisión para dudoso cobro <sup>(4)</sup>	
	2025	2024	2025	2024
YPFB	23.181	60.968	86.354	86.354
Repsol Bolivia S.A.	692	634	-	-
Repsol E&P Bolivia S.A.	122	122	-	-
YPFB Transporte S.A.	-	2	-	-
YPFB Refinación S.A.	735	357	-	-
<b>Total</b>	<b>24.730</b>	<b>62.083</b>	<b>86.354</b>	<b>86.354</b>



	Ingresos <sup>(5)</sup>		Compras, Servicios Contratados y otros <sup>(6)</sup>	
	2025	2024	2025	2024
<u>Sociedad</u>				
YPFB	1.249.404	1.273.808	1.271	22.528
Repsol Bolivia S.A.	7	-	3.712	3.495
Repsol E&P Bolivia S.A.	2.732	2.563	1.452	-
YPFB Chaco S.A.	106	-	-	-
YPFB Transporte S.A.	-	-	24	34
YPFB Refinación S.A.	2	-	-	-
Total	<u>1.252.251</u>	<u>1.276.371</u>	<u>6.459</u>	<u>26.057</u>

- (1) Los saldos de "Créditos por ventas", corresponden principalmente a ingresos por Retribución del Titular.
- (2) Los saldos de "Otros créditos", corresponden a saldos por cobrar por la distribución de dividendos de YPFB Transierra S.A. según JGOA de fecha 25 y 31 de marzo de 2025, servicios de seguridad a S&V, uso de instalaciones campos ajenos Río Grande, servicio de O&M SRB-MMRI MTG, Cambeiti y Yarará, servicio de procesamiento Yarará, servicios integrados Iñau, utilización del ducto lateral San Antonio por el periodo de febrero 2025 y por el servicio de resguardo del derecho de vía entre Charumas y San Alberto.
- (3) Los saldos de "Deudas comerciales", corresponden principalmente a saldos por pagar por la provisión por la EPNR y REPNR GSA-RT, por repase de costos del área Iñau, servicios de alquiler de equipos de perforación campo Sirari-WX1, provisión de gas lift, servicios de administración de personal Secondee (SCD) oficina central, préstamos de materiales, gastos comunes de la oficina de La Paz, alquiler de ducto cruce Río Yapacani y por la compra de aceites lubricantes.
- (4) Corresponde principalmente al reconocimiento de la provisión por dudoso cobro con YPFB por concepto de cargas públicas y transporte de hidrocarburos (Nota 6a).
- (5) Los "Ingresos" corresponden principalmente a la Retribución del Titular según se indica en la nota 3.13, así como al uso de instalaciones campos ajenos RGD, servicio de procesamiento Yarará, SIPP IÑAU, SIPP SRB-MMRI, servicio de O&M SRB-MMRI MTG, Cambeiti y Yarará, servicios integrados Iñau, utilización de facilidades del campo de San Antonio, multas por incumplimiento de contrato y por el servicio de resguardo del derecho de vía entre Charumas y San Alberto.
- (6) Las "Compras y servicios contratados y otros", corresponden principalmente a gastos por compra de gas lift, suministros carburantes y propano, compra de Información Técnica Geológico y Geofísica, por reprocesamiento cubo/sismico 3D, por servicios de asesoría comercial, por la administración de personal SCD oficina central, gastos comunes de la oficina de La Paz, compra de aceites lubricantes y muestras de propano.

## NOTA 6 - CONCILIACIÓN DE LAS CUENTAS POR COBRAR POR CONCEPTO DE RETRIBUCIÓN DEL TITULAR E INCENTIVOS A LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS CON YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS

- a) Al 31 de marzo de 2025 y 2024, la Sociedad tiene registrado como cuentas por cobrar por Retribución del Titular, los siguientes importes:

	2025	2024
Deuda vigente	295.723	281.381
Deuda vencida	162.180	321.981
Cuenta por cobrar a YPFB	<u>457.903</u>	<u>603.362</u>



Conforme lo establece el Procedimiento de Pago suscrito por YPFB con la Sociedad, referente a la conciliación de la Retribución del Titular, en un plazo de 120 días luego de finalizado el mes operativo de producción, se debe efectuar la conciliación de la Retribución del Titular, por lo que la Sociedad ha solicitado a YPFB que se realice dicha conciliación.

En fecha 14 de enero de 2014, YPFB procedió a entregar el cálculo oficial de la reliquidación de la Retribución del Titular por el período 2007, del cual no se tiene variaciones significativas respecto a la Retribución del Titular informada por la Sociedad. A la fecha, aún no se suscribió el Acta de Conciliación Definitiva por la gestión 2007.

Respecto al cálculo de las cargas públicas, se han identificado diferencias en la determinación de las mismas entre YPFB y la Sociedad, en las liquidaciones correspondientes al período comprendido entre mayo 2007 y mayo 2011, que se originan básicamente en la no consideración por parte de YPFB de las notas de entrega de gas natural al mercado interno, por tratarse de entregas de productos a unidades dependientes de la gerencia de redes de gas de YPFB que no originan la emisión de la factura comercial en esa etapa. La no inclusión de estas asignaciones como ventas, ocasionó que en el referido período se presenten diferencias en la base imponible de las cargas públicas, como efecto de los siguientes factores: i) incremento del precio promedio ponderado del mercado interno; y ii) disminución significativa del porcentaje real de las asignaciones de hidrocarburos del mercado interno y en consecuencia su valorización a precio promedio ponderado del mercado externo.

En fecha 9 de septiembre de 2011, se ha publicado la Ley N° 169 de modificación al Presupuesto General del Estado de la gestión 2011, en dicha Ley en su Artículo 6 (Valoración de Venta de Gas Natural por Redes en 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 (MHE), emitió la RM N° 437/11, la misma que reglamenta el Artículo 6 de la Ley N° 169, que entre otras 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 (certificación de entrega de gas natural o Notas de Entrega).

Al 31 de marzo de 2025 y 2024, la Sociedad por un principio de prudencia, y en aplicación de la normativa contable mantiene una provisión por dudoso cobro por un importe de Bs62.650, cuyo tratamiento se definirá al momento de la conciliación de la Retribución del Titular, la cual fue disminuida de la provisión estimada en gestiones pasadas de la siguiente manera: i) en la gestión 2018 por un importe de Bs183.508, en base a la nota YPFB/GAEF N° 354 DGEF N° 343/2018 de fecha 9 de mayo de 2018, emitida por YPFB, mediante la cual se comunica a la Sociedad que se remitirá al Ministerio de Hidrocarburos y Energía las Declaraciones Juradas de Reliquidación de Regalías y la Participación al Tesoro General de la Nación por los periodos mayo 2007 a mayo 2011 incluyendo los Volúmenes de Entrega de Gas Natural distribuidos en el mercado interno por redes, ii) en la gestión 2019 por un importe de Bs120.858, en base a las notas YPFB/GAEF 092- DGEF 125/2019 de fecha 30 de enero de 2019; YPFB/GAEF 1121- DGEF 1061/2018 de fecha 28 de diciembre de 2018 y YPFB/GAEF 838-DGEF 801/2018 de fecha 21 de septiembre de 2018, emitidas por YPFB, mediante la cual confirma la presentación ante el Ministerio de Hidrocarburos y Energía de las Declaraciones Juradas de Reliquidación de Regalías y la Participación al TGN al cierre 2018, donde se incluyen los volúmenes de entregas de gas natural distribuidos en el mercado interno por redes por el periodo de mayo 2007 a mayo 2011 y se determina de manera preliminar las cargas públicas sujetas a verificaciones por parte del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. De acuerdo a lo señalado anteriormente, se procedió al re- cálculo de la Retribución del Titular histórica (Mayo 2007/ Octubre-2018) por la actualización de valores de Cargas Públicas, con datos auditados de Costos Recuperables hasta la gestión 2013 e Impuestos Pagados certificados a través de informes de auditoría de la UNI a marzo 2018.

- b) En relación a los incentivos a la producción de hidrocarburos, en fecha 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley N° 767 para la promoción de la inversión en exploración y explotación hidrocarburífera en Bolivia, que ha sido reglamentada mediante el Decreto Supremo N° 2830 de fecha 6 de julio de 2016, estableciendo los siguientes aspectos principales: (i) se otorga un incentivo a la producción de petróleo orientado a mejorar los ingresos en campos de petróleo, el mismo que varía de US\$30 hasta US\$55 por barril de petróleo dependiendo de las condiciones de precio, nivel de producción y sujeto a la ejecución de nuevas inversiones. El incentivo aplica si el petróleo es menor que 55°API (ii) se otorga un incentivo para la producción de condensado de petróleo por encima de las reservas probadas y sujeto a la presentación de un Plan de Desarrollo que comprometa nuevas inversiones. El incentivo va de US\$0 a US\$30 por barril de condensado asociado al gas y dura hasta diciembre



2025 (iii) se otorga un incentivo al condensado asociado al gas natural procedente de nuevos descubrimientos, el incentivo varía desde US\$30 hasta US\$55 por barril. El plazo del incentivo se fija para cada proyecto en base a que éste obtenga un punto de equilibrio financiero de acuerdo a una fórmula establecida en el reglamento basada en un Valor Actual Neto esperado igual a 0, pero con un plazo máximo de 25 años y (iv) en el caso de gas seco, se asignará mercados preferentes de exportación.

En fecha 30 de diciembre de 2021, se emite la Resolución Ministerial N° 183/2021 que aprueba el Reglamento para establecer los Procedimientos para la aplicación del incentivo a Titulares de los Contratos de Servicios Petroleros y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos cuando opere por sí misma, en el marco de lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 2830 de fecha 6 de julio de 2016 y el Decreto Supremo N° 4616 de fecha 10 de noviembre de 2021.

Al 31 de marzo 2025 y 2024, la Sociedad tiene registradas como cuentas por cobrar por incentivos Bs206.191 y Bs223.985, respectivamente, que incluyen los incentivos de campos pequeños y marginales por Bs18.927, los cuales a la fecha aún se encuentran en proceso de interpretación de la normativa por parte de autoridades del Sector.

Al 31 de marzo 2025 y 2024, la Sociedad por un principio de prudencia, y en aplicación de la normativa contable ha registrado una provisión por dudoso cobro por un importe de Bs18.927 por incentivos campos pequeños y marginales.

## NOTA 7 - CAPITAL SOCIAL

Al 31 de marzo de 2025 y 2024 el capital social pagado de YPFB Andina S.A. es de Bs1.343.952. La composición accionaria se detalla en la Nota 1.

## NOTA 8 - OTRAS CUENTAS DEL PATRIMONIO

### a) Ajuste de capital

De acuerdo con lo establecido por la Norma de Contabilidad N° 3, revisada y modificada en septiembre de 2007, esta cuenta incluye la actualización del capital social en función de la variación en la cotización oficial de la UFV con respecto al boliviano hasta el 10 de diciembre de 2020.

El saldo de la cuenta "Ajuste de capital" al 31 de marzo de 2025 y 2024 es de Bs1.277.354.

### b) Ajuste de reservas patrimoniales

De acuerdo con lo establecido por la Norma de Contabilidad N° 3, revisada y modificada en septiembre de 2007, esta cuenta incluye la actualización de la prima de emisión, reserva legal y del ajuste global del patrimonio, en función de la variación en la cotización oficial de la UFV con respecto al boliviano hasta el 10 de diciembre de 2020.

El saldo de la cuenta "Ajuste de reservas patrimoniales" al 31 de marzo de 2025 y 2024 (modificado) es de Bs1.572.687.

### c) Ajuste global del patrimonio

Corresponde al ajuste por inflación de las cuentas de capital y reservas, calculadas en función de la variación de la cotización del dólar estadounidense realizado hasta diciembre de 2006.

El saldo de la cuenta "Ajuste global del patrimonio" al 31 de marzo de 2025 y 2024 es de Bs1.104.657.

### d) Resultados acumulados

Esta cuenta incluye el monto correspondiente a utilidades acumuladas al 31 de marzo de 2025 y 2024, incluyendo el resultado de doce meses finalizado a dicha fecha. El saldo de la cuenta "Resultados acumulados" al 31 de marzo de 2025 y 2024 es de Bs272.023 y Bs122.884 respectivamente.



## NOTA 9 - RESERVA LEGAL

De acuerdo con las disposiciones del Código de Comercio, se debe constituir como mínimo una reserva del 5% de las utilidades efectivas y líquidas obtenidas antes de su distribución, hasta alcanzar el 50% del capital social pagado. El saldo de esta cuenta al 31 de marzo de 2025 y 2024 es de Bs540.232 y Bs534.618, respectivamente.

## NOTA 10 - POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Al 31 de marzo de 2025 y 2024, la Sociedad mantenía los siguientes activos y pasivos en moneda extranjera:

	2025		2024	
	Clase y monto de la moneda extranjera MUS\$	Cambio vigente	Monto en moneda local	Monto en moneda local
<b>Activo corriente</b>				
Disponible	155.178	6,96	1.080.041	995.493
Créditos por ventas	56.759	6,96	395.040	540.499
Otros créditos	46.879	6,96	326.278	336.119
<b>Total posición activa</b>	<b>258.816</b>		<b>1.801.359</b>	<b>1.872.111</b>
<b>Pasivo corriente</b>				
Deudas comerciales	37.016	6,96	257.631	153.709
Otros pasivos	2.685	6,96	18.688	17.811
<b>Total posición pasiva</b>	<b>39.701</b>		<b>276.319</b>	<b>171.520</b>
<b>Posición neta activa</b>	<b>219.115</b>		<b>1.525.040</b>	<b>1.700.591</b>

## NOTA 11 - PREVISIÓN PARA REMEDIACIÓN AMBIENTAL

Durante el proceso de capitalización, el Gobierno de Bolivia contrató a consultoras internacionales para la realización de una auditoría ambiental, denominada Fase I. Sobre la base del referido estudio, el Estado Boliviano asignó en el balance de apertura de Andina S.A.M. un monto de Bs65.123, (reexpresado hasta el 10 de diciembre de 2020) para llevar a cabo acciones de remediación ambiental determinada en dicho estudio.

Tal como estableció el Contrato de suscripción de acciones (“el Contrato”) firmado por la Sociedad en fecha 10 de abril de 1997, se realizó un exhaustivo estudio ambiental (Fase II), efectuado por ENSR International, a los efectos de determinar la situación en materia ambiental a la fecha de cierre del Contrato (“Fecha de Cierre”) de todos los activos de la Sociedad y detectar daños o contaminaciones ambientales que hubieran sido originados por actos u omisiones ocurridos antes de dicha fecha, habiéndose determinado de esta forma un pasivo ambiental a cargo del Estado Boliviano de Bs134.273 (reexpresado hasta el 10 de diciembre de 2020).

El Contrato establece que el Estado Boliviano se responsabiliza y se obliga a asumir el costo total de las acciones de remediación que sean necesarias con respecto a cualquier contaminación ambiental situada en o alrededor de los activos de la Sociedad, (i) que se derive de cualquier acto u omisión ocurrido antes de la fecha de cierre e identificado en el estudio ambiental Fase II mencionado y (ii) sea materia de una acción administrativa en contra de la Sociedad por parte de cualquier entidad o agencia gubernamental.

Adicionalmente, el Contrato establece que en caso de cualquier acción u orden administrativa de remediación de contaminación ambiental iniciada contra la Sociedad por parte de una entidad o agencia gubernamental, siempre y cuando la Sociedad demuestre fehacientemente a través de un peritaje técnico que dicha contaminación ambiental se deriva de actos u omisiones ocurridos antes de la fecha de cierre, aunque dicha contaminación no se haya identificado en la Fase II del estudio ambiental mencionado, los costos de remediación correspondiente serán asumidos por el Estado Boliviano. Luego de tres años transcurridos desde la Fecha de Cierre, el Estado sólo asumirá costos de remediación expresamente previstos en el estudio ambiental mencionado (Fase II).



En fecha 10 de julio de 2001, el Estado Boliviano y la Sociedad han suscrito un convenio a partir del cual se establece una sustitución del programa de remediación y del uso del monto asignado en el Balance de Apertura de Andina S.A.M. mencionado en el primer párrafo de la presente nota. De acuerdo con el mencionado convenio, la Sociedad se ha obligado a invertir hasta dicho monto en la remediación de suelos y aguas contaminadas conforme a una priorización acordada entre ambas Partes. La Sociedad remediará tales prioridades únicamente hasta donde alcance el mencionado monto, mientras que los pasivos subsistentes serán responsabilidad del Tesoro General de la Nación.

Dada la situación mencionada en el párrafo precedente, durante la gestión 2002 la Sociedad revirtió el crédito con el Tesoro General de la Nación que se encontraba registrado en el rubro de "Otros créditos" en el activo no corriente, y el pasivo medio ambiental relacionado, registrado en el rubro "Previsión para remediación ambiental" en el pasivo no corriente, correspondiente a los costos de remediación reconocidos como consecuencia del estudio ambiental Fase II.

Más del 50% de los trabajos han sido realizados, pero no se ha descargado la previsión hasta la aprobación de los trabajos de remediación por parte de las autoridades bolivianas. Este descargo fue presentado, por primera vez en noviembre de 2003 en respuesta a nota VICE-DGI-E-290/2003-10-12.

Posteriormente, la Sociedad ha continuado la gestión ante la Dirección General de Medio Ambiente (DGMA) en diferentes oportunidades, hasta que finalmente, en fecha 11 de noviembre de 2015 se promulgó el DS N° 2595 que establece los mecanismos de remediación de pasivos ambientales, por lo cual a la fecha se cuenta ya con el marco legal correspondiente a efectos de poder dar continuidad al tratamiento y/o cierre según corresponda a los pasivos ambientales de YPFB Andina S.A.

Consecuentemente, la Sociedad ha iniciado las actividades correspondientes, a efectos de prever el cumplimiento a esta nueva normativa, mediante la contratación de una consultora ambiental especializada para la identificación, caracterización y propuesta de remediación de pasivos ambientales de YPFB Andina S.A, para cumplir con lo establecido en la norma antes detallada, mediante la presentación del informe de resultados para la gestión indicada, ante las autoridades correspondientes. En fecha 11 de noviembre de 2016, YPFB Andina S.A. presentó ante el Ministerio de Hidrocarburos (MH) el plan de Remediación de Pasivos Ambientales para su respectivo inicio de gestiones de aprobación. El MH como primera instancia revisora del documento, emitió sus observaciones en ese mismo año, mismas que fueron atendidas por la Sociedad. Posteriormente el MHE derivó el Plan de Remediación Ambiental a YPFB como segunda instancia revisora, la cual emitió sus observaciones en marzo del 2017. Posterior a dicha fecha se han llevado a cabo reuniones entre la Sociedad e YPFB con el objeto de revisar conjuntamente la información y subsanar las observaciones, mismas que fueron remitidas en fecha 5 de diciembre de 2017, a través de nota GGL-1445 GSA-452/2017.

YPFB en fecha 24 de enero de 2018 emitió sus observaciones finales al Plan de Trabajo e Informe de Conclusiones de Actividades a través de su nota GSAC 065-DMAC 083/2018, por medio de la cual, solicitó una reunión con la Sociedad para tratar específicamente tres observaciones emitidas, referidas a: i) las declaraciones de gastos incluidas en el Informe de Conclusiones de Actividades de remediación que no se encuentran debidamente respaldados, ii) los Planes de Trabajo no presentan información completa sobre la previsión de gastos y iii) campos incluidos en el reporte de gastos que inicialmente no formaron parte del Convenio Interinstitucional de Pasivos Ambientales.

La Sociedad en la reunión sostenida con YPFB en fecha 2 de febrero de 2018, ratificó que las declaraciones de gastos que forman parte de los Informes de Conclusión de Actividades de Remediación contienen toda la información y documentación existente en sus archivos, afirmación que fue enviada formalmente a YPFB mediante nota GGL-214 GSA-070/2018. Mediante carta GSAC 271-DMAC 373/2018 de fecha 11 de abril de 2018, YPFB solicitó la versión final y completa del Informe de Conclusión de Actividades de Remediación y Plan de Trabajo de Pasivos de YPFB Andina S.A.

La Sociedad mediante nota GGL 874 GSA 315/2018 en fecha 11 de julio de 2018, remitió el Informe de Conclusiones de Actividades de Remediación a YPFB dando respuesta a la solicitud, para su correspondiente análisis y evaluación.

En fecha 29 de octubre de 2018, mediante nota GSAC 894-DMAC 1388/2018 YPFB deriva su pronunciamiento al MH, a la dirección General de Gestión Socioambiental, quienes luego de revisar nuevamente los documentos, en fecha 26 de noviembre de 2018 mediante nota MH 05495 VMPDH DGGSA 1595/2018 comunica a YPFB Andina S.A. las observaciones al Plan de Trabajo e Informe de Conclusión de Actividades de remediación. En fecha 11 de febrero de 2019 se sostuvo una reunión con el MH a efecto de revisar las observaciones al Plan de Trabajo e Informe de Conclusión de Actividades de remediación.



En fecha 4 de junio de 2019, mediante nota GGL-698 GSA-148/2019 se presentó al MH, los Planes de Trabajo e Informe de Conclusión de Actividades de Remediación de Pasivos Ambientales de acuerdo a los Art. 10 y 11 del D.S. 2595.



En fecha 14 de junio de 2019, mediante nota MH-02856-VMPDH-DGGSA-0789/2019, el Ministerio de Hidrocarburos solicita una reunión para el 19 de junio de 2019 sobre la revisión de los Informes de Conclusiones de Actividades de Remediación y Plan de Trabajo de Remediación Ambiental, misma es desarrollada en la ciudad de La Paz oficinas del MH con participación del técnico de la empresa Toledo y Carmona S.R.L. y el encargado de YPFB Andina S.A.

El Ministerio de Hidrocarburos en fecha 30 de julio de 2019, mediante nota MH-03640-VMPDH-DGGSA- 1030/2019, remite las observaciones a los Planes de Trabajo a las cuales YPFB Andina S.A dio respuesta en fecha 15 de agosto de 2019, mediante nota GGL-1009 GSA-231/2019. El trámite es aprobado y derivado al Ministerio de Medio ambiente y Agua. El Ministerio de Medio Ambiente y Agua (MMAyA) en fecha 17 de septiembre de 2019, solicita una reunión conjunta con el Ministerio de Hidrocarburos, la cual YPFB Andina S.A asiste a la misma conforme a lo solicitado.

El Ministerio de Hidrocarburos en fecha 18 de septiembre de 2019, mediante nota MH-04523-VMPDH-DGGSA- 1388/2019, solicita la atención a las observaciones emitidas por el MMAyA, estableciendo un plazo máximo para su presentación hasta el 10 de octubre de 2019.

El MMAyA en fecha 7 de octubre de 2019, emite la aprobación del "Plan de Trabajo de Remediación Pasivos Ambientales del Campo Camiri-Pozo CAM-3, Campo Camiri-Pozo CAM-99, Campo Camiri- Pozo CAM-125, Campo Camiri CAMBAT-14 (D1), Campo Rio Grande- DGDINJ (P), Víbora Pantano-VBRPLT (P), Campo Rio Grande-RGDIN (F1) y Campo Camiri-CAMPLT I1 t CAMPLT T12."

YPFB Andina S.A. en atención a la nota MH-04523-VMPDH-DGGSA-1388/2019, en fecha 10 de octubre de 2019 mediante nota GGL-1245 GSA-347/2019, presenta al Ministerio de Hidrocarburos los Informes de Conclusión corregidos, cumpliendo con los plazos de respuestas establecidos en el D.S. 2595.

El MMAyA en fecha 5 de diciembre de 2019 emite el Certificado de Conformidad Ambiental de Remediación de Pasivos Ambientales de los Campo "Camiri, Guairuy, La Peña, Víbora, Río Grande y Sirari".

En fecha 13 de mayo de 2021 mediante nota GSA-199/2021 YPFB Andina S.A informa el inicio de Actividades de los Pasivos Ambientales contempladas en el "Plan de Trabajo de Remediación Pasivos Ambientales del Campo Camiri-Pozo CAM-3, Campo Camiri – Pozo CAM-99, Campo Camiri – Pozo CAM-125, Campo Camiri CAMBAT-14(D1), Campo Rio Grande- DGDINJ (P), Víbora Pantano – VBRPLT (P), Campo Rio Grande – RGDIN (F1) y Campo Camiri – CAMPLT I1 y CAMPLT I2".

En fecha 18 de mayo de 2021 se inicia el muestreo de suelos de los Pasivos Ambientales de Campo Camiri, Víbora y RGD para caracterización y conocimiento de los parámetros establecidos en el DS.2400.

En fecha 28 de mayo de 2021 mediante nota CAR/MMAYA/VMABCCGDF/DGMACC/UPCAMH/No 1781/2021 el MMAyA responde a la nota GSA-199/2021, solicitando la presentación de los Informes de Monitoreos Ambientales (IMAS) con una frecuencia semestral.

En fecha 20 de septiembre de 2021 se realizó el muestreo de suelo en el Pasivo Ambiental RGD\_INJ\_ para caracterización y conocimiento de los parámetros establecidos en el D.S. 2400.

En fecha 28 de septiembre de 2021 se realizó muestreo de suelo en el Pasivo Ambiental VBR\_PLT para caracterización y conocimiento de los parámetros establecidos en el D.S. 2400.

En los meses de noviembre y diciembre de 2021 se habilitó un Consultor Senior en el marco del Contrato BIOTA 075-20 a fin de iniciar la elaboración de los Informes de conclusión Pasivos Ambientales de las Áreas de Río Grande, Víbora y Camiri.

Para el periodo de enero a marzo de 2022, se realizó una (1) muestra de agua en el Pasivo Ambiental RGDINJ (P) de campo Río Grande en el marco del Contrato ANDI-021/22, cuyos resultados permitirán definir acciones futuras para el tratamiento de este pasivo.

En fecha 29 de junio de 2022, mediante notas GSA-291/2022 y GSA-292/2022 se presenta al MMAyA y MHE el Informe de Monitoreo Ambiental semestral de Pasivos Ambientales, en cumplimiento con el Plan de remediación aprobado por la Autoridad Ambiental competente.



En fecha 7 de diciembre de 2022 se envió a MHE mediante nota GSA-539/2022 los informes de conclusión de actividades de remediación de los pasivos ambientales de YPFB Andina S.A. (Campo Camiri CAM-3, CAM-99, CAM-125, CAMBAT-14 (D1), CAMPLT I1 y CAMPLT T12, Campo Río Grande-RGDINJ (P) y RGDIN (F1) y Campo Víbora-VBRPLT (P), de acuerdo con los Art. 10 del D.S. 2595.

En fecha 3 de enero de 2023 el MHE mediante nota MHE-VMPDE-DGGSA-USC/2022-1011 comunica a YPFB Andina S.A. las observaciones a los Informes de Conclusión de actividades de remediación del "Plan de Trabajo de Remediación Pasivos Ambientales Campo Camiri – Pozo CAM-3, Campo Camiri – Pozo CAM-99, Campo Camiri – Pozo CAM-125, Campo Camiri CAMBAT-14(D1), Campo Río Grande – RGDINJ (P), Víbora Pantano – VBRPLT (P), Campo Río Grande – RGDINF (F1) y Campo Camiri CAMPLT L1 y CAMPLT L2.

En fecha 24 de enero de 2023 YPFB Andina S.A mediante nota GSA-030/2023 dio respuesta a las observaciones MHE-VMPDE-DGGSA-USC/2022-1011.

En fecha 3 de febrero de 2023 YPFB Andina S.A. mediante nota GSA-044/2023 y GSA-045/2023 presento al MHE y MMAyA, el Informe de Monitoreo Ambiental semestral del proyecto "Plan de Trabajo de remediación de Pasivos Ambientales (Campo Camiri – Pozo Campo CAM-3, Campo Camiri Pozo CAM-99, Campo Camiri Pozo CAM-125, Campo Camiri CAMBAT 14 (D1), Campo Río Grande RGDINF (P), Víbora Pantano VBRPLT (P), Campo Río Grande RGDINF (F1) y Campo Camiri CAMPLT L1 y L2), periodo: junio a diciembre 2022, en cumplimiento con el Plan de remediación aprobado por la Autoridad Ambiental competente.

En fecha 6 de febrero de 2023, se recibió la nota MHE-VMPDE-DGGSA-USC/2023-0061, en respuesta a la nota GSA-030/2023, mediante la cual notifican a YPFB Andina S.A., que dicha instancia no puede emitir el criterio correspondiente para la aprobación del cumplimiento del plan de trabajo aprobado por la AAC, por lo que se debe realizar el reinicio del trámite.

En fecha 2 de marzo de 2023, se recibió la nota MHE-VMODE-DGGSA-USC/2023-0094, en respuesta a la nota GSA-044/2023, en la cual comunican que de acuerdo a lo indicado en la nota MHE-VMPDE-DGGSAUSC/ 2023-0061 se debe proceder en el marco del Artículo N° 16, parágrafo IV el D.S. N° 2595, que indica el reinicio del trámite ICAR, bajo el argumento, de que no se cumplieron con las actividades de remediación comprometidas en estos planes de trabajo, entre ellas las actividades de biorremediación y parámetros de línea base declarados en el Plan.

Con esta consideración es que se ve por conveniente realizar una actualización de los Planes de Trabajo, considerando que estos se enmarcan en análisis de laboratorio realizados en la gestión 2016, y a la fecha han transcurrido 7 años. Una actualización de los planes de trabajo nos permitirá ajustar las actividades planificadas, a las condiciones actuales en la que se encuentran los Pasivos analizados, que puedan resultar más efectivas y eficientes.

En este sentido, se solicitó al MMAyA mediante Nota GSA-160/2023 de fecha 3 de mayo de 2023, la autorización para la "Actualización de los Planes de Trabajo de Remediación de Pasivos Ambientales "Campos Camiri, Río Grande y Víbora.

En fecha 30 de mayo de 2023, se recibió la nota CAR/MMAYA/VMABCCGDF/DGMACC/ UPCAMyH/CRT- 0051, 710, 706 N° 1986/2023, mediante la cual se autoriza la actualización de los Planes de Trabajo de Remediación de Pasivos Ambientales. En este sentido se ha realizado un nuevo monitoreo de suelo y agua en los Pasivos Ambientales de Camiri y Víbora. Para el pasivo ambiental del Campo Río Grande, se está esperando la época de estiaje (agosto-septiembre) para proceder a la toma de muestras, con estos monitoreos actualizados se procederá a la elaboración de la actualización de los Planes de Trabajo.

En fecha 18 de septiembre de 2023 se envió la nota GSA-380/2023 al MMAyA y la nota GSA-381/2023 al MHE, en la cual se solicitó a ambas instancias el acompañamiento para realizar la inspección a los Pasivos Ambientales en el Campo Camiri, Campo Víbora, y Campo Río Grande, para realizar la actividad de monitoreo de suelos, con la finalidad de evaluar la existencia actual de contaminación en las Áreas estudiadas. Esta actividad se ejecutó del 02 al 06 de octubre de 2023.

En fecha 20 de octubre de 2023 se recibió por parte del MHE la nota MHE-VMPDE-DGGSA-UPCSS/2023-1584 y en fecha 14 de noviembre de 2023 se recibió por parte del MMAyA la nota CAR/MMAYA/VMABCCGDF/DGMACC/UPCAMyH/PAH-710-0051-706 N° 4228/2023, en ambas notas se emiten los resultados de la Inspección de los Pasivos Ambientales del Campo Camiri, Campo Río Grande y Campo Víbora, solicitan que una vez se tenga los resultados de laboratorio, se debe remitir a ambas instancias la respuesta a observaciones y resultados analíticos obtenidos.



En fecha 28 de noviembre del 2023, YFPB Andina S.A., recibió los Informes de Monitoreo Ambiental de Suelo, correspondientes a los Pasivos Ambientales, por parte del Laboratorio asignado LSI S.R.L. (LAMSOS).

En fecha 08 de diciembre de 2023, mediante nota GSA-479/2023 y nota GSA-480/2023 YFPB Andina S.A., presentó al MHE y al MMAyA, el Informe Aclaratorio "Pasivos Ambientales Campo Camiri, Campo Víbora, y Campo Río Grande", en respuesta a las notas MHE-VMPDE-DGGSA-UPCSS/2023-1584 del MHE, y CAR/MMAYA/VMABCCGDF/DGMACC/UPCAMyH/PAH-710-0051-706 N° 4228/2023 del MMAyA.

En fecha 02 de enero del 2024, se recibió por parte del MHE la nota con cite MHE-VMPDE-DGGSAUPCSS/2023-2049, mediante la cual recomiendan gestionar una reunión con la AACN y el OSC con la finalidad de evaluar las acciones a seguir respecto a los pasivos ambientales.

El 06 de marzo del 2024, se llevó a cabo la reunión conjunta entre el personal técnico del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), del Ministerio de Medio Ambiente y Agua (MMAyA), y de YFPB Andina S.A. En dicha reunión, se llegaron a los siguientes acuerdos:

- Se deberá presentar un Informe de Conclusión de Actividades de Remediación (ICAR) actualizado para los Pasivos Ambientales cuyos parámetros evaluados se encuentren dentro de los límites permisibles, estos son CAM-3, CAM-125, CAMBAT-14(D1), CAMPLT I1 y CAMPLT I2, y RGDIN (F1).
- Se acordó iniciar las actividades de remediación de los Pasivos Ambientales que aún presentan parámetros fuera de los límites permisibles, estos son CAM-99, RGDINJ (P) y VBRPLT (P).

En fecha 27 de marzo, la GSA presentó el Informe Técnico GSA N° 022/2024 a la GAF, mediante el cual se regularizó el presupuesto asignado para los trabajos de Remediación de Pasivos Ambientales, de los 49 pasivos ambientales que se tenía como obligación, 40 pasivos ambientales se encuentran cerrados, quedando una obligación de 9 pasivos ambientales al 31 de marzo de 2024:

Estado	Cantidad	Detalle
Pasivos Ambientales Cerrados	40	Certificado de Conformidad Ambiental, mediante la presentación de Informes de Conclusión de Actividades de Remediación de Pasivos Ambientales "Campos Camiri, Guairuy, La Peña, Víbora, Río Grande y Sirari".

En fecha 1 de octubre de 2024, la compañía presentó al MHE los informes de conclusión de actividades de remediación de los campos Camiri (CAM-3, CAM-125, CAMBAT-14 (D1), CAMPLT L1 y L2) y Río Grande (RGDINJ-F1). El 17 de diciembre de 2024, el MHE notificó a YFPB Andina S.A. sobre la emisión del Dictamen Técnico de los informes ICAR de los campos Camiri y Río Grande, para su evaluación correspondiente por parte del MMAyA.

En fecha 14 de febrero de 2025, el MMAyA emitió la Conformidad Ambiental para los Informes de Conclusión de Actividades de Remediación (ICARs) de los Pasivos Ambientales de los campos Camiri (CAM-3, CAM-125, CAMBAT-14 (D1), CAMPLT L1 y L2) y Río Grande (RGDINJ-F1), en marco a lo establecido en el artículo 20 del DS N° 2595.

De los 9 pasivos ambientales que quedaron pendientes al 31 de marzo de 2024, 6 pasivos ambientales se encuentran cerrados a la fecha; ya que cuentan con el certificado de conformidad ambiental, quedando 3 pasivos ambientales en proceso de cierre:

Estado	Cantidad	Detalle
Pasivos Ambientales Cerrados	6	Certificado de Conformidad Ambiental para los Informes de Conclusión de Actividades de Remediación (ICARs) de los Pasivos Ambientales de los campos Camiri (CAM-3, CAM-125, CAMBAT-14 (D1), CAMPLT L1 y L2) y Río Grande (RGDINJ-F1).
Pasivo Ambiental en Proceso de Cierre	3	Los Pasivos Ambientales CAM-99, RGDINJ (P), y VBRPLT (P), cuentan con Plan de Trabajo de Remediación, aprobados por el MMAyA.
Total	9	



Actualmente la compañía, adjudico a la Empresa EMRIDE SRL la actividad de remediación de suelos, para proceder con la ejecución de las actividades establecidas en el Plan de Trabajo de Remediación de Pasivos Ambientales del Campo Camiri "CAM-99", Campo Víbora "VBRPLT-P", y Campo Río Grande "RGDINJ-P".

Al 31 de marzo de 2025 y 2024, el saldo de la previsión para remediación ambiental asciende a Bs7.019 y Bs7.262, respectivamente.

## NOTA 12 - PARTICIPACIÓN EN CONTRATOS DE OPERACIÓN Y DE SERVICIOS PETROLEROS NO OPERADOS

Al 31 de marzo de 2025 y 2024, la Sociedad participa en los siguientes Contratos de Operación:

Bloque/Área	Porcentaje de participación	Operador
San Alberto	50%	Petrobras Bolivia S.A.
San Antonio	50%	Petrobras Bolivia S.A.
Monteagudo	20%	Repsol Bolivia S.A.

### Controversia con el socio PETROLEX en Bloque Monteagudo:

Desde el año 2005, el socio Petrolex S.A. no ha cumplido con el pago de los montos de inversión a los que estaba comprometido en el marco del Joint Operating Agreement (JOA). Debido a esto, en fecha 9 de noviembre de 2007 se ha declarado en incumplimiento (Default) al socio Petrolex S.A. En consecuencia, en cumplimiento del JOA suscrito entre Partes, los socios restantes, entre ellos YPFB Andina S.A., vienen asumiendo proporcionalmente el monto de las inversiones y gastos necesarios para la operación del Bloque, que correspondían al socio Petrolex S.A. desde el año 2005. Cabe mencionar, que la Retribución del Titular de Petrolex no es distribuida proporcionalmente entre los socios que asumen las inversiones, ya que la misma es retenida por YPFB.

Al respecto, al 31 de marzo de 2025 y 2024, la Sociedad tiene registrado una previsión de Bs35.613 y Bs34.325, respectivamente correspondiente a la deuda que mantiene el Socio Petrolex desde enero 2007 a la participación de YPFB Andina S.A.

### Transferencia Operativa y Terminación de Contrato de Operación del Bloque Monteagudo:

En fecha 17 de junio de 2022, según Acta de Directorio N°09/2022, YPFB Andina S.A. decidió aprobar la Terminación del Contrato de Operación del Área Monteagudo (Área No Operada) y el inicio de las gestiones de renuncia a la mencionada Área.

En fecha 16 de mayo de 2024; YPFB y REPSOL E&P Bolivia S.A – Operador, YPFB Andina S.A y Petrobras Bolivia S.A, suscribieron los siguientes documentos:

- Acuerdo de Transferencia de las Operaciones y Terminación del Contrato de Operación para el Área Monteagudo, Campo Monteagudo.
- Acuerdo de Obligaciones Subsistentes del Área Monteagudo, Campo Monteagudo

Con el primer Acuerdo se concreta la Transferencia Operativa a favor de YPFB; quedando pendiente el cumplimiento por parte del Consorcio de la Obligaciones Subsistentes del Contrato, plasmadas en el Acuerdo de Obligación Subsistentes.

## NOTA 13 - PLANTA DE COMPRESIÓN DE GAS RIO GRANDE

En fecha 23 de diciembre de 1998, la Sociedad celebró con YPFB Chaco S.A. (antes Empresa Petrolera Chaco S.A.) un Contrato de Joint Venture (el JV) para la construcción, operación, mantenimiento y gerenciamiento de una planta de compresión de gas en Río Grande (la Planta de Compresión), a fin de viabilizar el transporte de gas al Brasil utilizando el gasoducto de la empresa Gas TransBoliviano S.A. (GTB).



La Construcción de la Planta de Compresión inicio en agosto de 1998, concluyendo en marzo de 1999 para comenzar a operar el 1° de julio de 1999 amparada en una autorización provisional emitida por la ex Superintendencia de Hidrocarburos (SH), ahora Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) el 29 de junio de 1999.

El funcionamiento de la Planta de Compresión se encuentra sujeta a las siguientes disposiciones: Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (RTHD), Normas de Libre Acceso, Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación y Abandono de Ductos y los Términos y Condiciones Generales de Servicio de Compresión (TCGSC). De acuerdo a lo establecido por el RTHD, las tarifas de compresión se determinan en función a los flujos de fondos futuros estimados para un ejercicio de 20 años.

Los flujos de fondos deben ser calculados en función a los ingresos brutos generados como resultado de la aplicación de: tarifas propuestas, las inversiones realizadas en la etapa de construcción, las inversiones futuras a realizarse, los costos de operación, mantenimiento y administración, los costos financieros, los impuestos y tasas aplicables. Las tarifas de compresión se encuentran sujetas a la revisión y aprobación por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (antes Superintendencia de Hidrocarburos).

En fecha 29 de febrero de 2000, la Superintendencia de Hidrocarburos (ahora Agencia Nacional de Hidrocarburos o ANH), mediante Resolución Administrativa SSDH N° 0075/2000, otorgó en favor de Empresa Petrolera Andina S.A., (actualmente YFPB Andina S.A.) una concesión administrativa por 40 años para la construcción y operación de la Planta de Compresión y futuras ampliaciones. Asimismo, fijó la tarifa de compresión con Impuestos al Valor Agregado (IVA) de US\$0,0539 por millar de pie cúbico.

Posteriormente, el 12 de marzo de 2001, la ex Superintendencia de Hidrocarburos mediante Resolución Administrativa SSDH N° 0252/2001 otorgó la Licencia de Operación a favor de la Sociedad.

Cabe señalar que la Planta de Compresión cuenta actualmente con 7 turbo compresores activos, 7 de la línea Solar Turbines, considerando que los equipos turbo compresor MAN Diésel&Turbo, están fuera de servicio y a la espera de su disposición final aprobada en Directorio de YFPB Andina, tomando en cuenta que, a partir de la gestión 2020, los requerimientos de compresión por parte del Cargador han ido disminuyendo de forma importante con volúmenes en firme de 20 MMmcd (gestiones 2020-2021), 18 MMmcd (gestión 2022), 15,19 MMmcd (gestión 2023), 17,4 MMmcd (gestión 2024) y 8 MMmcd (gestión 2025), volúmenes en firme que muestra que los ingresos programados para la planta de compresión disminuyen. Por tanto, a partir de la gestión 2021, se retiró de operación la Segunda unidad MAN 101-G permitiendo optimizar los gastos operativos de la PCRG, alineándose con la bajada de ingresos. La decisión de desactivar la unidad MAN 101-G permitió optimizar los gastos operativos de la PCRG, alineándose con la bajada de sus ingresos.

En fecha 28 de diciembre de 2001, la Empresa Petrolera Chaco S.A. (Ahora YFPB Chaco S.A. o "Chaco") celebró con Petrobras Bolivia S.A. ("Petrobras") y con Total Exploration Production Bolívie - Sucursal Bolivia, actualmente TotalEnergies EP Bolívie Sucursal Bolivia ("Total"), un Contrato de Cesión y Transferencia de Participación en el JV. En este Contrato Chaco cedió el 20% de su participación, entregando 14% a Petrobras y 6% a Total.

De igual forma, reconoció la opción preferencial de estas empresas para adquirir hasta un 10% de participación adicional de manera paulatina y a medida que la capacidad de compresión aumente hasta un máximo de 36 millones de pies cúbicos por día. El incremento en las participaciones debería respetar la relación del 70% para Petrobras y 30% para Total. En este marco, al concluir la 3ª fase de ampliación de la Planta de Compresión en la gestión 2004, Petrobras y Total incrementaron su participación en el JV hasta el 21% y 9%, respectivamente.

Las participaciones de los Socios en el JV al 31 de marzo de 2025 y 2024, son las siguientes:

Socio	% de Participación
YFPB Andina S.A.	50,00
YFPB Chaco S.A.	20,00
Petrobras Bolivia S.A.	21,00
TotalEnergies EP Bolívie Sucursal Bolivia	9,00
<b>Total participación</b>	<b>100,00</b>



A partir de la promulgación de la Ley N° 3058 de Hidrocarburos, los Contratos de Compresión suscritos entre los Titulares y Empresa Petrolera Andina S.A., (actualmente YPFB Andina S.A.), en su calidad de Administradora, fueron cedidos a YPFB. En fecha 21 de noviembre de 2008, se suscribieron nuevos Contratos de Compresión en Firme e Interrumpibles con YPFB, los cuales entraron en vigencia a partir del 1 de diciembre de 2008 y que finalizaron el 31 de diciembre de 2019. YPFB Andina S.A. e YPFB han suscrito el 31 de diciembre de 2019 las primeras enmiendas a los Contratos de Servicios Firme e Interrumpible de Compresión de Gas Natural, como así también del Contrato de Servicio Interrumpible de Transporte de Gas Natural. El objeto de las primeras enmiendas fue la ampliación del plazo de los citados Contratos por seis (6) meses adicionales, vale decir hasta el 30 de junio de 2020.

El 30 de junio de 2020 se suscribió las segundas enmiendas a los Contratos de Servicios Firme e Interrumpible de Compresión de Gas Natural, como así también del Contrato de Servicio Interrumpible de Transporte de Gas Natural. El objeto de las segundas enmiendas fue la ampliación del plazo de los citados Contratos por seis (6) meses adicionales, vale decir hasta el 31 de diciembre de 2020, como así también, la disminución de la Cantidad Contratada de 31,5 MMmcd a 20 MMmcd dentro del Contrato Firme de Compresión.

El 30 de diciembre de 2020, se suscribieron las terceras enmiendas a los Contratos de Servicios Firme e Interrumpible de Compresión e interrumpible de Transporte de Gas Natural. El objeto de las terceras enmiendas, fue la ampliación del plazo de los citados Contratos por un (1) año adicional, vale decir hasta el 31 de diciembre de 2021 (las terceras enmiendas a los Contratos de Servicios Interrumpibles de Compresión y Transporte de Gas Natural, se extienden por un año adicional, vale decir hasta el 31 de diciembre de 2022, considerando que incluyen una reconducción tácita dentro de su Objeto de la enmienda, siempre y cuando ninguna de las Partes manifieste lo contrario, con una anticipación de treinta días a la finalización del plazo del Contrato), como así también, la disminución a partir del 1 de abril de 2021 de la Cantidad Contratada de 20 MMmcd a 18 MMmcd dentro del Contrato de Servicio Firme de Compresión.

En diciembre de 2021, se suscribió la Cuarta Enmienda al Contrato de Servicio Firme de Compresión. El objeto de la Cuarta enmienda al Contrato de Servicio Firme de Compresión fue la ampliación del plazo del citado Contrato por un (1) año adicional, vale decir hasta el 31 de diciembre de 2022 o hasta la suscripción de un nuevo Contrato a mediano o largo plazo, lo que suceda primero.

En diciembre de 2022, se suscribió la Quinta Enmienda al Contrato de Servicio Firme de Compresión. El objeto de la Quinta enmienda al Contrato de Servicio Firme de Compresión fue la ampliación del plazo de dicho Contrato hasta el 30 de junio de 2025. En diciembre de 2022 también se suscriben las Cuartas enmiendas al Contrato Interrumpible de Compresión y Contrato Interrumpible de Transporte, las cuales tuvieron por objeto la ampliación de vigencia por 30 meses (hasta el 30 de junio de 2025).

Actualmente y de acuerdo a reuniones con YPFB, se tiene incertidumbre en las condiciones que se negociará un nuevo Contrato de servicio de largo plazo con YPFB, las cuales están sujetas a la negociación de YPFB, Petrobras Brasil y otras empresas interesadas en el gas Boliviano, es por tal motivo que, a través de nuestras notas GGL- 259 JV RGC-080/2021, GGL-507 JV RGC-141/2021 y GGL-506 JV RGC-019/2022 se solicitó a YPFB iniciar las gestiones en conjunto para suscribir nuevos Contratos de Servicios de Compresión y de Transporte de Gas Natural a mediano o largo plazo.

En coordinación con YPFB y YPFB Transporte S.A. se realizaron las gestiones administrativas y operativas para poder garantizar la disponibilidad de gas natural al Gasoducto al Altiplano, a través de un Convenio Transitorio de transferencia operativa de la Línea de 8" del Campo Rio Grande, en tanto YPFB culmine los tramites de devolución de la Línea de 8" por parte de YPFB Andina S.A.

Luego de las reuniones de coordinación entre YPFB, ANH y YPFB Andina S.A. en los meses de enero y febrero de 2023, se recibió la instrucción de la ANH para que YPFB Andina S.A. (PCRG) pueda realizar el proyecto de mejoras para la implementación de facilidades que permitan la entrega de Gas Natural (GN) a través de la Línea de 8" que se interconecta con la entrega al Gasoducto Al Altiplano (GAA), instrucción que fue trabajada en tiempo y forma cumpliendo con el objetivo final de evitar el desabastecimiento del GAA. Por tal motivo a partir del 1 de junio de 2023 se realizaron de manera directa las entregas de GN al GAA, entrega continua y confiable, demandando una serie de trabajos previos, como así también, un constante trabajo de operación y mantenimiento de los equipos turbo compresores de la Planta de Compresión de Rio Grande.

 En agosto de 2024, el Poder Ejecutivo mediante Decreto Supremo 5206 realizó incorporaciones al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, a través de las cuales se instrumentaliza la recepción, transporte internacional y entrega de Gas Natural que proviene de terceros países y atraviesa el Sistema Integrado de Transporte nacional. A la



fecha se trabajó y consensuó con YPFB, la versión final del contrato y los TCGS que aplicarían al servicio de compresión de Gas Natural en tránsito, mismos que fueron enviados a la ANH para su aprobación.

El balance de GN del mes de diciembre 2024 revisado y consensuado con YPFB, muestra un volumen entregado al GAA, volumen que entra en el balance del total de volumen comprimido por la PCRG en el mes de diciembre.

#### NOTA 14 - CONTRATOS DE ÁREAS Y CONTRATOS DE OPERACIÓN

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 Contratos establecidos en dicha Ley, es decir, Contratos de Asociación, Operación y/o Producción Compartida.

En fecha 28 de octubre de 2006, como resultado del Decreto Supremo N° 28701, las compañías petroleras firmaron los Contratos de Operación con el Estado Boliviano representado por YPFB, los mismos que han sido protocolizados el 2 de mayo de 2007. YPFB Andina S.A. (en aquella oportunidad denominada Empresa Petrolera Andina S.A.) ha suscrito 21 Contratos de Operación, los mismos que fueron aprobados por el Poder Legislativo mediante Leyes individuales de fecha 23 de abril de 2007.

El objeto de estos Contratos de Operación es el desarrollo por parte del Titular de las Operaciones Petroleras dentro del Área de Contrato, a su exclusiva cuenta y riesgo, así como poner a disposición de YPFB la totalidad de los Hidrocarburos Producidos, de conformidad con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos y en los términos y condiciones del Contrato de Operación, a cambio de recibir de YPFB la Retribución del Titular.

Para ese fin el Titular cubrirá todos los costos y proveerá todo el personal, tecnología, instalaciones, materiales y capital necesario 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.

El pago de Regalías y Participaciones e IDH que corresponden al Contrato de Operación será realizado por YPFB.

La Retribución al Titular corresponde a los denominados Costos Recuperables y la utilidad calculada de acuerdo con los mecanismos previstos en el Anexo "F" del mencionado Contrato de Operación. Los nuevos acuerdos no conllevan efectos retroactivos. Sin embargo, el Anexo "G" de los mismos Contratos de Operación incorpora una cláusula que determina que las inversiones realizadas con anterioridad, serán reconocidas a través de su amortización, en la determinación de la Retribución del Titular antes citada.

En fecha 16 de agosto de 2012, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía emitió la Resolución Ministerial N° 217-12, la misma que posteriormente fue modificada por la RM 387-12 de fecha 28 de diciembre de 2012, mediante la cual se establecen los criterios de aplicación de algunas variables involucradas en la cadena de cálculo estipulada en el Anexo F de citados Contratos de Operación, con la finalidad de establecer el mecanismo para realizar el cálculo de la participación de YPFB y de la Retribución del Titular.

A la fecha del presente informe, existen temas pendientes de resolución relacionados con aspectos y obligaciones anteriores a los Contratos de Operación y aspectos que aún no han sido reglamentados. Los efectos ya conocidos, han sido incorporados a los presentes estados financieros. Los efectos finales, si los hubiera, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros no pueden ser determinados. Entre dichos aspectos pendientes podemos mencionar:

- i. El tratamiento del "Line Pack".
- ii. Diferencias generadas en los pagos recibidos por exportaciones de Gas Natural a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).

Tal cómo se menciona en la nota 6, a partir de la firma y vigencia de los Contratos de Operación suscritos con YPFB, a la fecha se encuentra pendiente la conciliación de la Retribución del Titular, la cual ha sido estipulada como mecanismo de pago a la Sociedad por las Actividades desarrolladas en el marco de los Contratos antes mencionados.

#### NOTA 15 - ACCIONES PERTENECIENTES A LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS

El Artículo 1 de la Ley N° 1544 de Capitalización y el Artículo 5 del Decreto Supremo N° 24408, reconocen la transferencia de acciones de Empresa Petrolera Andina S.A.M. (actualmente YPFB Andina S.A.), perteneciente al sector público en favor de aquellos trabajadores de YPFB que ejerzan la opción de compra de acciones, al valor en libros y hasta el límite



de sus beneficios sociales. Por lo tanto, aquellos trabajadores que han hecho uso de la misma adquirieron en conjunto un total de 144.841 acciones. Actualmente, los mismos poseen en conjunto un total de 90.003 acciones, equivalente al 0,67% del total del paquete Accionario de YPFB Andina S.A.

## NOTA 16 - REGALÍAS Y ASPECTOS IMPOSITIVOS

### 16.1 Regalías y participaciones (R&P) e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)

La Ley de Hidrocarburos N° 3058 publicada en fecha 19 de mayo de 2005, cambió el marco legal e impositivo del Sector Hidrocarburífero. Posteriormente, en fecha 27 de junio de 2005, se aprobaron los Reglamentos para la liquidación de R&P e IDH (Decretos Supremos N° 28222 y 28223).

Es importante destacar que, a partir de la vigencia de los Contratos de Operación, la Sociedad deja de ser sujeto pasivo de R&P e IDH, asumiendo YPFB esta responsabilidad en su calidad de sujeto pasivo.

### 16.2 Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas

#### - Impuesto Corriente.

De acuerdo con lo dispuesto por la Ley N° 843 (Texto Ordenado en 1995) y su Decreto Reglamentario N° 24051 emitido el 29 de junio de 1995, la Sociedad está sujeta al pago del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE), equivalente al 25% de la utilidad tributaria.

Al 31 de marzo de 2025 y 2024, la Sociedad determinó una pérdida tributaria acumulada, por consiguiente, no procedió a provisionar importe a pagar de impuesto corriente.

#### - Impuesto Diferido

Los impuestos diferidos corresponden al monto del IUE que la Sociedad tendría que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporarias entre la base tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

Los principales activos por impuesto diferido a compensar en el futuro corresponden a: el quebranto tributario de la gestión, la provisión para insolvencias y provisión por taponamiento. Los principales pasivos por impuesto diferido por pagar en ejercicios futuros corresponden a la diferencia temporaria de los activos fijos originada por una depreciación fiscal acelerada en gestiones pasadas.

Los conceptos que generan los activos y pasivos de impuesto diferido al 31 de marzo de 2025 y 2024 son los siguientes:

	2025	2024
<u>Activo diferido:</u>		
Quebranto impositivo	35.441	163.543
Provisión para insolvencias	15.663	15.663
Provisión medio ambiente	1.755	1.816
Provisión gas combustible	2.946	2.946
Provisión vacaciones	3.470	3.376
Provisión por taponamiento	210.837	205.983
Provisión insolvencias (Incentivos)	4.732	4.732
Provisión Obsolescencia	8.094	12.464
Total	<u>282.938</u>	<u>410.523</u>
<u>Pasivo diferido:</u>		
Bienes de uso	(139.878)	(191.836)
Total	<u>(139.878)</u>	<u>(191.836)</u>
Total activo por impuesto diferido, neto	<u>143.060</u>	<u>218.687</u>



El efecto neto registrado en el estado de resultados al 31 de marzo de 2025 y 2024 es el siguiente:

	2025	2024
Impuesto diferido, neto	(75.627)	(10.726)
Total	(75.627)	(10.726)

### 16.3 Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas - Beneficiarios del Exterior

De acuerdo a lo dispuesto por el Artículo N° 51 de la Ley N° 843, quienes paguen, acrediten o remesen a beneficiarios del exterior rentas de fuente boliviana, deberán retener y pagar el Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas - Beneficiarios del Exterior (IUE-BE) aplicando una tasa del 12,5% sobre el monto total acreditado, pagado o remesado.

Dependiendo de la naturaleza de la operación comercial y del origen de los beneficiarios, se aplican tasas diferenciadas en función a las actividades parcialmente realizadas en el país o a la aplicación de convenios internacionales de índole tributario.

## NOTA 17 - JUICIOS Y CONTINGENCIAS

A continuación, se detalla un breve resumen de los procesos de impugnación en la vía judicial en curso, mediante los cuales se impugnó y/o demandó las Resoluciones Determinativas (RD's) Nos. 867/2015, 868/2015, 869/2015, 877/2015 y 171979001301, todas emitidas por la Administración Tributaria Nacional y los Requerimientos de Pago (RP's) Nos. AN-SCRZZ-CA-98/2017 y AN-SCRZZ-CA-99/2017, emitidos por la Administración Tributaria Aduanera.

Al 31 de marzo de 2025, los importes de estas resoluciones que afectan los derechos e intereses de la Sociedad, ascienden aproximadamente a Bs1.078,11 (2024: Bs1.268.445), que corresponden a las RD's Nos. 867/2015, 868/2015, 869/2015, 877/2015 y 171979001301 y a la RP's 98/2017 y 99/2017.

### 17.1 Resoluciones Determinativas N° 17-000867/2015; 17-000868/2015; 17-000869/2015 y 17- 000877/2015

En fecha 6 de octubre de 2015, la Sociedad fue notificada con las Resoluciones Nos. 17-000867-15; 17- 000868-15; 17-000869-15; y 17-000877-15, emitidas por la Gerencia GRACO Santa Cruz del SIN, las cuales contienen cargos sobre el Crédito Fiscal IVA correspondiente a los periodos fiscales comprendidos entre enero a noviembre de la gestión 2010.

En fecha 20 de octubre de 2015, la Sociedad al no estar de acuerdo con las facultades ejercidas por la Administración Tributaria, sobre hechos generadores de la gestión 2010, impugnó las citadas Resoluciones Determinativas, por la vía judicial, mediante cuatro (4) Demandas Contenciosas Tributarias, las mismas que fueron admitidas por el Juzgado 1° Administrativo, Coactivo y Tributario del Tribunal Departamental de Justicia de Santa Cruz, mediante los Autos de Admisión Nos. 68, 69, 70 y 71, respectivamente, los mismo que fueron notificados a la Sociedad el 3 de noviembre de 2015, encontrándonos a la fecha con el período de prueba clausurado.

El 29 de septiembre de 2016 y el 15 de mayo de 2017, la Sociedad presentó a la Autoridad Judicial, Jurisprudencia emitida por el Tribunal Supremo de Justicia y por el Tribunal Constitucional Plurinacional de Bolivia, referida al mismo objeto impugnado para que se la tenga presente al momento de emitir las sentencias que correspondan, posteriormente ante la evidencia de ciertas observaciones de aspectos de forma dentro del expediente de las mencionadas demandas, en fecha 17 de mayo de 2019, la Sociedad solicitó a la autoridad judicial el saneamiento procesal para un mejor proveer y presentó al mismo tiempo más Jurisprudencia que respalda la correcta aplicación normativa reclamada por YPFB Andina S.A.

El importe observado actualizado al 31 de marzo de 2025 asciende a Bs323,90 (equivalente a MUS\$46,54). La Sociedad basada en la opinión de sus asesores legales, considera que existen suficientes elementos y fundamentos de derecho a objeto de sustentar las demandas Contenciosas Tributarias, por lo que no ha constituido ninguna provisión por este proceso.



## 17.2 Requerimiento de pagos N° AN-SCRZZ-CA-99/2017 y AN-SCRZZ-CA-98/2017

La Sociedad, al no encontrarse de acuerdo con los cargos del GA e IVA de la gestión 2004, determinados sobre las Declaraciones Únicas de Importación (DUI's) N° 2004/732/C-450 y 2004/732/C-448 por la Zona Franca Comercial Industrial Santa Cruz de la Aduana Nacional de Bolivia (ZFIC-ANB), mediante los Requerimientos de Pago N° AN-SCRZZ-CA-99/2017 y AN-SCRZZ-CA-98/2017, ambos de fecha 29 de marzo de 2017, respectivamente, presentó por la vía judicial dos (2) Demandas Contenciosas Tributarias, las mismas que, en el primer caso fue admitida por el Juzgado 1° Administrativo, Coactivo y Tributario del Tribunal Departamental de Justicia de Santa Cruz, mediante el Auto de Admisión N° 35, notificado a la Sociedad el 16 de mayo de 2017, y en el Segundo caso fue admitida por el Juzgado 2° Administrativo, Coactivo y Tributario del citado Tribunal, a través del Auto de Admisión N° 83, notificado a la Sociedad el 25 de julio de 2017, de manera posterior a cierta aclaración efectuada por YPFB Andina S.A., ante el mencionado juzgado el 14 de junio de 2017.

En el mes de mayo de 2019, YPFB Andina S.A., contestó ciertos incidentes de nulidad planteados por la Aduana Nacional de Bolivia y solicitó el rechazo de los mismos y la apertura formal del término probatorio.

En fecha 1 de octubre de 2021, la autoridad judicial notificó a la Sociedad con el Auto No. 100 Bis, a través del cual rechazó el incidente de nulidad planteado por la ANB, dentro la Demanda seguida contra el Requerimiento de Pago No. AN-SCRZZ-CA-98/2017.

El importe observado asciende a Bs314,75 (equivalente a MUS\$45,22). La Sociedad basada en la opinión de sus asesores legales, considera que existen suficientes elementos y fundamentos de derecho a objeto de sustentar las Demandas Contenciosas Tributarias, por lo que no ha constituido ninguna provisión por este proceso.

## 17.4 Resolución Determinativa N° 171979001301

YPFB Andina S.A., en fecha 22 de agosto de 2019, fue notificada con la Resolución Determinativa N° 171979001301, emitidas por la Gerencia GRACO Santa Cruz del SIN, acto administrativo que contiene cargos respecto al crédito fiscal IVA, de los periodos fiscales comprendidos entre enero a diciembre de la gestión 2011, razón por la cual la Sociedad, al no encontrarse de acuerdo con las facultades ejercidas por la Administración Tributaria, sobre hechos generadores de la gestión 2011, ni con la valoración de ciertos descargos técnicos presentados oportunamente, en fecha 3 de septiembre de 2019, impugnó la citada Resolución Determinativa, mediante una Demanda Contenciosa Tributaria, la misma que fue admitida por el Juzgado 2° Administrativo, Coactivo y Tributario del Tribunal Departamental de Justicia de Santa Cruz, a través del Auto de Admisión de fecha 6 de septiembre de 2019, el mismo que fue notificado a YPFB Andina S.A., el 25 de septiembre de 2019.

En fecha 18 de diciembre de 2019, la Sociedad fue notificada con el Auto No. 176 de fecha 22 de octubre de 2019, que dispuso la traba de relación jurídica procesal y la apertura del término de prueba.

El importe observado actualizado al 31 de marzo de 2025, asciende a Bs439,46 (equivalente a MUS\$63,14). La Sociedad basada en la opinión de sus asesores legales, considera que existen suficientes elementos y fundamentos de derecho a objeto de sustentar las Demandas Contenciosas Tributarias, por lo que no ha constituido ninguna provisión por este proceso.

## NOTA 18 - MARCO LEGAL

En fecha 26 de diciembre de 2013, fue promulgada la Ley de la Empresa Pública N° 466 (LEP), 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 (COSEEP), y iii) disposiciones particulares para Sociedades de Economía Mixta (S.A.M.), en las que participe el nivel central del Estado.

De conformidad a lo establecido en la mencionada Ley, YPFB Andina S.A. a partir de la publicación de la mencionada norma deberá adoptar la tipología de Sociedad de Economía Mixta – S.A.M., denominándose YPFB Andina S.A.M. y se sujetará al Código de Comercio, tipo societario aun no efectivo al momento de emisión de los presentes estados financieros, continuando a la fecha como YPFB Andina S.A.



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 administran 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 Gubernamental, 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 Artículo 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° 1546 del Presupuesto General del Estado Gestión 2024 de fecha 31 de diciembre de 2023, y asimismo estuvo vigente durante la Gestión 2023 en virtud a lo dispuesto en el Inciso r) de la Disposición Final Segunda de la Ley 1613 del Presupuesto General del Estado de 01 de enero de 2025.

### NOTA 19 - CONTRATOS DE OPERACIÓN FIRMADOS CON YPFB

Mediante Leyes individuales y específicas, fueron aprobados en fecha 28 de octubre 2006 por el Poder Legislativo, 21 Contratos de Operación suscritos entre YPFB y YPFB Andina S.A. lo cuales fueron protocolizados en fecha 2 de mayo de 2007, ante Notaría de Gobierno. A la fecha se encuentran en vigencia solo 19 Contratos de Operación, habiendo sido devuelto el Área Sara Boomerang I y Amboró Espejos.

N°	ÁREAS DE CONTRATO	N° DE LEY
1	SAN ALBERTO	3643
2	SAN ANTONIO	3644
3	YAPACANI	3640
4	VIBORA	3633
5	SIRARI	3634
6	SARA BOOMERANG III	3660
7	RIO GRANDE	3637
8	PUERTO PALOS	3657
9	PATUJU	3639
10	MONTEAGUDO	3642
11	PALACIOS	3656
12	LA PEÑA- TUNDY	3661
13	ENCONADA	3659
14	COBRA	3641
15	CASCABEL	3632
16	CAMIRI	3658
17	BOQUERON	3655
18	GRIGOTA	3654
19	GUAIRUY	3635

Las características principales de dichos Contratos son las siguientes:

- Contrato de Operación con riesgo: El Titular del Contrato (YPFB Andina S.A.), desarrolla todas las Operaciones Petroleras dentro del Área del Contrato, a su exclusiva cuenta y riesgo, a cambio de recibir de YPFB una retribución denominada "Retribución del Titular". Para esto, el Titular cubre todos los costos y provee todo el personal, tecnología, instalaciones, materiales y capital necesario para la realización de las operaciones petroleras. YPFB no asume ningún riesgo ni responsabilidad con respecto a las operaciones petroleras o los resultados de las mismas.
- Retribución del Titular: Corresponde a los Costos Recuperables y la utilidad, es calculada de acuerdo con los mecanismos previstos en el Anexo F de cada Contrato. Adicionalmente, el Anexo G estipula que las inversiones informadas de buena fé por el Titular están sujetas a los resultados de auditorías especiales.
- No otorgamiento de la propiedad: El Titular no tiene ningún derecho de propiedad sobre los Yacimientos de Hidrocarburos, que son propiedad del Estado. El Titular en ningún momento tiene derecho de propiedad sobre los Hidrocarburos Producidos, los que permanecerán en propiedad de YPFB.



- d) Propiedad y uso de Materiales e Instalaciones: Todos los materiales e instalaciones que hayan sido considerados como Costos Recuperables, pasarán a propiedad de YPFB sin costo ni gravamen alguno en la fecha que ocurra primero lo siguiente:
- i) La fecha en que hayan sido completamente amortizados de acuerdo a lo estipulado en el Anexo D (Procedimiento Financiero y Contable de cada Contrato), o
  - ii) La fecha de terminación del Contrato por cualquier causa, independientemente del grado de amortización de los materiales e instalaciones.

El Titular podrá utilizar los materiales e instalaciones sin cargo para el desarrollo de las Operaciones Petroleras.

- e) Pago de Regalías y Participaciones e IDH: YPFB debe realizar el pago de las Regalías, Participaciones e IDH que correspondan al Contrato.
- f) Depreciación de Activos Fijos: La depreciación de los activos fijos durante el Desarrollo y Explotación debe ser reconocida como un Costo Recuperable del Titular. Dicho costo debe ser calculado utilizando el método de línea recta considerando las siguientes vidas útiles:
- Pozos petroleros y líneas de recolección: 5 años.
  - Plantas de procesamientos: 8 años.
  - Ductos: 10 años

Una vez que los activos se encuentran totalmente depreciados, la propiedad de tales activos es transferida automáticamente a YPFB. Sin embargo, el Titular, como se indicó, mantiene los beneficios y riesgos relacionados con el gerenciamiento de la operación de tales activos, hasta la finalización del Contrato.

- g) Obligaciones Tributarias: El Titular e YPFB están sujetos a las Leyes aplicables a los Contratos, incluyendo el Código Tributario Boliviano Ley N° 2492, la Ley N° 843 y sus respectivos reglamentos.
- h) Cuenta de Abandono: Cada Contrato de Operación estipula que, el Titular debe transferir los fondos provisionados a una "Cuenta de Abandono", los cuales serán Costos Recuperables a partir de ese momento. A tal efecto, el Titular e YPFB deben constituir 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 (la cuenta de abandono). Dicho fideicomiso debe ser acordado con un agente fiduciario designado de común acuerdo entre YPFB y el Titular. A la fecha, se suscribieron los Contratos de fideicomisos entre YPFB Andina S.A., en su calidad de fideicomitente, YPFB en su calidad de beneficiario, con el Banco de Desarrollo Productivo (BDP), en su calidad de fiduciario habiéndose transferido parte de los recursos por este concepto.

## NOTA 20 - INVERSIÓN FALLIDA

Al 31 de marzo de 2025, no se tienen inversiones por concepto de proyectos exploratorios fallidos.

Al 31 de marzo de 2024, han sido reconocidos a resultados, los costos incurridos en el proyecto exploratorio fallido RGD-27ReST por el importe de Bs42.573 (equivalente a MUS\$6.117), y los costos adicionales incurridos en el proyecto exploratorio fallido Sararenda-X3D por el importe de Bs470 (equivalente a MUS\$68), cuya inversión fue reconocida a resultados al cierre de marzo 2022.

## NOTA 21 - HECHOS POSTERIORES

No se han producido con posterioridad al 31 de marzo de 2025 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros, hechos o circunstancias que afecten en forma significativa la información expuesta en los mismos.



  
Lic. Prisma Arancibia Escobar  
Jefe de Contabilidad y Reporting  
CAUB N° 4151

  
Lic. Marco A. García Rodríguez  
Gerente de Administración y  
Finanzas

  
Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
Representante Legal

## ANEXO I

YPFB ANDINA S.A.

BALANCE GENERAL AJUSTADO POR INFLACIÓN AL 31 DE MARZO DEL 2025 Y 2024 - SEGÚN NOTA 2.3.1 A LOS ESTADOS

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	2025	2024 (Modificado y Reexpresado)
<b>ACTIVO</b>		
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Disponibles	2,228,470	1,644,200
Créditos por ventas	395,040	575,495
Otros créditos	526,223	387,144
Inventarios	322,662	262,691
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>3,472,395</b>	<b>2,869,530</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		
Créditos por ventas	21,485	22,876
Bienes de uso	3,402,501	3,628,174
Inversiones	863,730	1,003,326
Otras inversiones	518,086	604,426
Otros créditos	282,662	381,487
Inventarios	175,879	167,269
<b>TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>5,264,343</b>	<b>5,807,558</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>8,736,738</b>	<b>8,677,088</b>
<b>PASIVO</b>		
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Deudas comerciales	410,371	258,076
Remuneraciones y cargas sociales	23,642	26,289
Deudas fiscales	52,206	66,211
Provisión para remediación ambiental	7,019	7,732
Otros pasivos y provisiones	29,285	31,202
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>522,523</b>	<b>389,510</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Deudas comerciales	29,422	31,262
Provisión para beneficios sociales	22,262	24,150
Otros pasivos y provisiones	841,637	875,458
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>893,321</b>	<b>930,870</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>1,415,844</b>	<b>1,320,380</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Capital Social	1,343,952	1,343,952
Ajuste de capital	1,597,556	1,597,556
Prima por emisión	715,456	715,456
Ajuste global del patrimonio	1,104,657	1,104,657
Reserva legal	540,232	534,618
Ajuste de reservas patrimoniales	2,062,460	2,062,145
Resultados acumulados	(43,419)	(1,676)
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>7,320,894</b>	<b>7,356,708</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>8,736,738</b>	<b>8,677,088</b>

  
Lic. Prisma Araceli Escobar  
Jefe de Contabilidad y Reporting  
CAUB N° 4151

  
Lic. Marco A. García Rodríguez  
Gerente de Administración y  
Finanzas

  
Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
Representante Legal



## ANEXO II

YPFB ANDINA S.A.

ESTADO DE RESULTADOS AJUSTADO POR INFLACIÓN POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2025 Y 2024 - SEGÚN NOTA 2.3.1 A LOS ESTADOS FINANCIEROS

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	2025	2024 (Modificado y Reexpresado)
<b>Ingresos</b>		
Ingresos operativos	1,477,275	1,557,721
Costos de operación	(1,086,163)	(1,287,564)
<b>Utilidad bruta</b>	391,112	270,157
Gastos de exploración	(1,762)	( 45,830)
Gastos generales y de administración	(102,612)	(110,084)
Resultados en Sociedades Vinculadas	64,859	65,512
<b>Utilidad operativa</b>	351,597	179,755
<b>Otros ingresos/(egresos)</b>		
Egresos financieros netos	(15,490)	( 36,419)
Otros (egresos) ingresos netos	(19,330)	3,517
Ajuste por inflación y tenencia de bienes y diferencia de cambio	( 173,435)	(61,524)
<b>Resultado del ejercicio antes de impuestos</b>	143,342	85,329
Impuesto sobre las utilidades de las empresas - diferido	(75,627)	( 11,420)
<b>Utilidad neta del ejercicio</b>	67,715	73,909

  
 Lic. Prisma Aracelia Escobar  
 Jefe de Contabilidad y Reporting  
 CAUB N° 4151

  
 Lic. Marco A. García Rodríguez  
 Gerente de Administración y  
 Finanzas

  
 Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
 Representante Legal



YPFB ANDINA S.A.

ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO AJUSTADO POR INFLACIÓN POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2025 Y 2024 -  
SEGÚN NOTA 2.3.1 A LOS ESTADOS FINANCIEROS

(Cifras expresadas en miles de bolívianos)

ANEXO III

	Capital Social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste global del patrimonio	Reserva legal	Ajuste de reservas patrimoniales	Resultados acumulados	Total patrimonio
<b>Saldos al 31 de marzo de 2023</b>	1,343,952	1,351,695	715,456	1,104,657	520,160	2,047,312	250,647	7,333,879
Ajuste VPP por Deterioro de Activos Fijos YPFB Transierra S.A. Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 18 de Diciembre de 2024 -Reclasificación a Ajuste de reservas Patrimoniales	-	-	-	-	-	(379,401)	(379,401)	(379,401)
<b>Saldos al 31 de marzo de 2023 (modificado)</b>	1,343,952	1,351,695	715,456	1,104,657	520,160	1,667,911	250,647	6,954,478
Actualización del patrimonio	-	66,989	-	-	-	109,033	6,228	182,250
Actualización del Ajuste VPP por Deterioro de Activos Fijos YPFB Transierra S.A	-	-	-	-	-	(9,428)	-	(9,428)
<b>Saldos al 31 de marzo de 2023 (modificado y reexpresados)</b>	1,343,952	1,418,684	715,456	1,104,657	520,160	1,767,516	256,875	7,127,300
Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de junio de 2023: - Distribución de dividendos Actualización distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(282,230) (5,134)	(282,230) (5,134)
- Constitución de la reserva legal	-	-	-	-	14,458	265	(14,723)	-
Utilidad neta del ejercicio (modificada) Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 18 de Diciembre de 2024 -Reclasificación a Ajuste de reservas Patrimoniales	-	-	-	-	-	25,775	69,413	69,413
<b>Saldos al 31 de marzo de 2024 (modificado)</b>	1,343,952	1,418,684	715,456	1,104,657	534,618	1,793,556	(1,574)	6,909,349
Actualización del patrimonio	-	178,872	-	-	-	268,589	(102)	447,359
<b>Saldos al 31 de marzo de 2024 (modificado y reexpresado)</b>	1,343,952	1,597,556	715,456	1,104,657	534,618	2,062,145	(1,676)	7,356,708
Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de Junio de 2024 - Constitución de la reserva legal Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de Diciembre de 2024 - Distribución de dividendos Actualización distribución de dividendos	-	-	-	-	5,614	315	(5,929)	-
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(100,796) (2,733)	(100,796) (2,733)
<b>Saldos al 31 de marzo de 2025</b>	1,343,952	1,597,556	715,456	1,104,657	540,232	2,062,460	(43,419)	7,320,894



Lic. Marco A. García Rodríguez  
Gerente de Administración y Finanzas



Lic. Prisma Arce Escobar  
Jefe de Contabilidad y Reporting CAUB N° 4151



Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
Representante Legal



## ANEXO IV

YPFB ANDINA S.A.

### ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO AJUSTADO POR INFLACIÓN POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2025 Y 2024 - SEGÚN NOTA 2.3.1 A LOS ESTADOS FINANCIEROS

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	2025	2024 (Modificado y Reexpresado)
<b>Actividades operativas:</b>		
Utilidad neta del ejercicio	67,715	73,907
<b>Ajuste para reconciliar la Utilidad neta del ejercicio con el efectivo neto de actividades operativas:</b>		
Depreciación de bienes de uso	607,336	695,232
Castigo pozo exploratorio	-	45,830
Provisión para beneficios sociales	7,819	8,969
Bajas de activos improductivos	17,726	9
Resultado en Sociedades Vinculadas	(64,859)	(65,512)
Provisión por obsolescencia de materiales	(11,832)	58,898
Baja previsión pasivo ambiental	(243)	(14,729)
Incremento de provisiones no erogadas	(36,827)	(13,010)
	586,835	789,594
<b>Cambios en activos y pasivos:</b>		
Créditos por ventas	181,846	278,397
Otros créditos	83,613	(6,260)
Inventarios	(74,475)	50,185
Deudas comerciales	150,455	(22,561)
Remuneraciones y cargas sociales	(2,647)	(1,403)
Deudas fiscales	(4,026)	(1,525)
Otros pasivos y provisiones	(1,917)	(505)
Pago de beneficios sociales	(8,238)	(13,859)
<b>Total flujo de efectivo proveniente de actividades de operación</b>	<b>911,446</b>	<b>1,072,063</b>
<b>Actividades de inversión:</b>		
Adquisición de bienes de uso	(390,160)	(294,768)
Otras inversiones	86,340	64,608
Dividendos recibidos	77,440	-
<b>Total flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión</b>	<b>(226,380)</b>	<b>(230,160)</b>
<b>Actividades de financiación:</b>		
Dividendos pagados	(100,796)	(300,504)
<b>Total flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación</b>	<b>(100,796)</b>	<b>(300,504)</b>
<b>Incremento neto de efectivo</b>	<b>584,270</b>	<b>541,399</b>
<b>Disponible al inicio del ejercicio</b>	<b>1,644,200</b>	<b>1,102,801</b>
<b>Disponible al cierre del ejercicio</b>	<b>2,228,470</b>	<b>1,644,200</b>



  
Lic. Prisma Aracelis Escobar  
Jefe de Contabilidad y Reporting  
CAUB N° 4151

  
Lic. Marco A. García Rodríguez  
Gerente de Administración y  
Finanzas

  
Ing. Raúl Eduardo Giraudo  
Representante Legal

## INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

Santa Cruz de la Sierra, 27 de junio de 2025

Señores Accionistas  
**YPFB ANDINA S.A.**

Presente.-

De nuestra mayor consideración:

Dando cumplimiento a lo previsto por el artículo 41 de los Estatutos de la Sociedad y a lo establecido por los artículos 285 y 335 num. 5) del Código de Comercio, en nuestra condición de Síndicos Titulares de YPFB ANDINA S.A. (en adelante "Andina" o la "Sociedad") y actuando en forma colegiada como Comisión Fiscalizadora, por intermedio de la presente ponemos a consideración de la Junta General Ordinaria de Accionistas, el presente Informe anual correspondiente a la gestión iniciada el 1º de abril de 2024 y concluida el 31 de marzo de 2025.

Es pertinente precisar que ningún procedimiento de fiscalización desarrollado por esta Comisión Fiscalizadora equivale a una investigación o auditoría especial sobre procesos, operaciones, cuentas u otros aspectos de la gestión de la Sociedad. La realización de tales procesos u otras revisiones exhaustivas de la gestión de la Sociedad podrían revelar aspectos ausentes en el alcance del presente Informe.

Con la aclaración indicada, nos permitimos informar a los señores accionistas lo siguiente:

1. Se ha verificado que el Directorio de la Sociedad mantuvo reuniones periódicas conforme a lo establecido en sus instrumentos societarios. Fuimos convocados y asistimos a las reuniones de Directorio (con derecho a voz, pero sin voto), habiendo tomado conocimiento de las decisiones allí adoptadas.
2. Hemos verificado que las Fianzas, elemento de seguridad jurídica constituido con el objeto de garantizar las responsabilidades emergentes del desempeño de los cargos de Directores y de Síndicos de la Sociedad, se encuentran constituidas, vigentes y registradas al momento del cierre de la gestión; conforme a lo previsto en los artículos 312 y 342 del Código de Comercio.
3. Hemos tomado conocimiento de los Estados Financieros de la Sociedad (consistentes en Balance General, Estado de Ganancias y Pérdidas, Estado de Evolución del Patrimonio Neto y el Estado de Flujo de Efectivo y sus respectivas Notas a los Estados Financieros), por el ejercicio terminado al 31 de marzo de 2025. De igual forma hemos tomado conocimiento del Dictamen de auditoría externa, sin salvedades, emitido por la firma independiente "Encinas Auditores y Consultores S.R.L.", en fecha 30 de mayo de 2025.

Para fines simplemente informativos, indicar que el dictamen de los auditores externos correspondiente a la gestión pasada consignaba una salvedad relacionada a la inversión que la Sociedad mantiene en YPFB Transierra S.A y el cálculo por deterioro de sus activos fijos, en razón de sus nuevos contratos de servicio de transporte de gas. Al cierre de la gestión concluida al 31 de marzo de 2025 YPFB Transierra S.A. subsanó dicha situación y sus efectos en la Sociedad han sido corregidos y se reflejan en estos Estados Financieros al 31 de marzo de 2025.



En opinión de la Comisión Fiscalizadora los referidos Estados Financieros Auditados de la Sociedad, por el ejercicio concluido al 31 de marzo de 2025, muestran razonablemente en todos los aspectos significativos, la situación patrimonial y financiera de la Empresa y los resultados de sus operaciones, bajo el entendido de que la labor de la Comisión Fiscalizadora se limita a emitir una opinión sobre los documentos, informes y reportes revisados, no siendo su responsabilidad el análisis o evaluación de los criterios que primaron para la toma de decisiones empresariales, de administración, financiación, operación, entre otros; todos los cuales son propios de la Sociedad.

4. Hemos revisado la Memoria Anual correspondiente a la gestión concluida al 31 de marzo de 2025 y es opinión de la Comisión Fiscalizadora que su contenido describe e informa, de manera razonable, los sucesos y actividades más relevantes de la Sociedad durante dicha gestión anual.
5. Existen temas pendientes de resolución y/o conciliación con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), relacionados principalmente con las cuentas por cobrar por concepto de retribución del titular y de incentivos a la producción de hidrocarburos, debiendo la Administración continuar con todas las gestiones que se encuentra realizando y con todas aquellas que puedan ser necesarias para efectos del cobro efectivo de lo que corresponda y el cierre definitivo de estos temas.
6. Ninguno de los Síndicos que conforma la Comisión Fiscalizadora ha considerado necesario convocar a juntas Generales Ordinarias o Extraordinarias de accionistas de la Sociedad. Tampoco hemos solicitado incluir asuntos específicos para tratar en aquel/as que se han llevado a cabo.
7. Ninguno de los Síndicos que conforma la Comisión Fiscalizadora ha recibido, desde su nombramiento, de parte de los accionistas, alguna solicitud escrita que deba ser reportada.

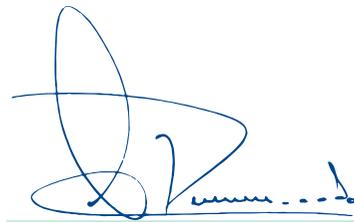
En virtud de lo antes citado, la Comisión Fiscalizadora encuentra base suficiente para que la junta General Ordinaria de Accionistas de la fecha considere los documentos previamente indicados, en el marco de su competencia.

Atentamente,

#### Comisión Fiscalizadora



Wilman Yabeta Viera  
Síndico Titular  
YPFB ANDINA S.A.



Rodolfo Mercado Ramirez  
Síndico Titular  
YPFB ANDINA S.A.





# Indice



## Gráficos

Gráfico N° 1	Demografía	20
Gráfico N° 2	Incremento de Utilidades 2025 vs 2024	26
Gráfico N° 3	Patrimonio neto y Valor contable de las acciones	27
Gráfico N° 4	Indicadores de Rendimiento	27
Gráfico N° 5	Indicadores de liquidez	28
Gráfico N° 6	Ingresos Operativos	28
Gráfico N° 7	Composición del Resultado Neto Acumulado	29
Gráfico N° 8	Costos Operativos	30
Gráfico N° 9	Cargas Públicas	31
Gráfico N° 10	Gas Natural	33
Gráfico N° 11	Gas Licuado	33
Gráfico N° 12	Producción Campo San Alberto	34
Gráfico N° 13	Producción Campo San Antonio	35
Gráfico N° 14	Historial de producción Campo Yapacani	71
Gráfico N° 15	Historial gas producido reservorio Sara - YPC	72
Gráfico N° 16	Estimaciones GOES campos Puerto Palos y Palacios	74
Gráfico N° 17	Volumen de Petroleo In Place (*10 <sup>6</sup> Bbl)	76
Gráfico N° 18	Campo análogo Pozo CUR-X1	78
Gráfico N° 19	Simulación numérica (*)	80
Gráfico N° 20	Comparación caso Base vs Fracturado	80
Gráfico N° 21	Demanda de mercados de gas natural - Bolivia	85
Gráfico N° 22	Oferta y demanda de mercados de gas natural - Bolivia gestión 2024- 2025	86
Gráfico N° 23	Cumplimiento de entregas (abril 2024 - marzo 2025) campos operados YPFB Andina S.A.	87
Gráfico N° 24	Cumplimiento de entregas (abril 2024 - marzo 2025) Campos No Operados YPFB Andina S.A.	87
Gráfico N° 25	Participación por titular en las entregas de gas natural abril 2024 - marzo 2025	89
Gráfico N° 26	Participación por titular - hidrocarburos líquidos YPFB Andina S.A. Operada y No Operada (SAN - SAL) abril 2024 - marzo 2025	89
Gráfico N° 27	Valorización de gas natural en punto fiscal Campos Operados y No Operados	90
Gráfico N° 28	Relación producción /incentivos campo Boquerón Norte	91
Gráfico N° 29	Ingresos netos mes	95
Gráfico N° 30	Volumen total anual recepcionado PCRGD (60°F)	96
Gráfico N° 31	Volumen comprimido PCRGD JV a GTB Vs. volumen nominado a GTB promedio mensual	96
Gráfico N° 32	Confiability	97
Gráfico N° 33	Disponibilidad	97
Gráfico N° 34	Inversiones de capital	98
Gráfico N° 35	Gestión de tarjetas de observación en el trabajo	107

## Cuadros

Cuadro N° 1	Principales indicadores y resultados	26
Cuadro N° 2	Programación de la campaña de perforación, teminación e intervención	48
Cuadro N° 3	Prueba de producción arenisca Sara	49
Cuadro N° 4	Pruebas de producción Reservorios Petaca "A" y Petaca "B"	51
Cuadro N° 5	Prueba de producción en planchada	54
Cuadro N° 6	Pruebas de producción en planchada	56
Cuadro N° 7	Parámetros petrofísicos FM. Ichoa	79
Cuadro N° 8	Abandonado de pozos en el campo	82
Cuadro N° 9	Contratos de servicios de gerenciamiento, operación, mantenimiento y procesamiento (O&M)	84
Cuadro N° 10	Proyectos de inversión	99
Cuadro N° 11	Proyectos de inversión social	104
Cuadro N° 12	Objetivos Estratégicos	105

## Figuras

Figura N° 1	Mapa de ubicación Vitiacua	39
Figura N° 2	Mapa de ubicación del área exploratoria Sauce Mayu	41
Figura N° 3	Mapa de ubicación Ingre	43
Figura N° 4	Mapa de ubicación Miraflores	45
Figura N° 5	Mapa de ubicación del área exploratoria Iñau y Pozo Dirigido Iñau-X3D	46
Figura N° 6	Mapa estructural referido al Tope Sara	48
Figura N° 7	Estado subsuperficial Pozo SIR.WX1	49
Figura N° 8	Perforación ECD-5D	50
Figura N° 9	Perforación ECD-5D	50
Figura N° 10	Estado subsuperficial final terminación ECD-5D	51
Figura N° 11	Estado subsuperficial Pozo BQN-N4DST	52
Figura N° 12	Perforación Pozo BQN-N4DST Tope Yantata 3	53
Figura N° 13	Perforación Pozo BQN-N4DST corte geológico W-E con la ubicación y objeto del proyecto Pozo BQN-N4DST	53
Figura N° 14	Estado subsuperficial Pozo BQN-N19D	54
Figura N° 15	Mapa estructural referido al tope Yantata 3	55
Figura N° 16	Corte geológico SE-NW con la ubicación y objeto del proyecto	55
Figura N° 17	Estado subsuperficial Pozo YPC-X5	56
Figura N° 18	Correlación estructural referido al reservorio Yantata	58
Figura N° 19	Estado subsuperficial Pozo YPC-18D	59
Figura N° 20	Correlación estructural referido al reservorio Sara	60
Figura N° 21	Estado subsuperficial Pozo YPC-26	61
Figura N° 22	Correlación estructural referido al reservorio Petaca D y Yantata	62
Figura N° 23	Maqueta del Proyecto	63
Figura N° 24	Modelo geocelular Puerto Palos - Palacios	73
Figura N° 25	Análisis criterios de Falla 3	73
Figura N° 26	Correlación estructural reservorio Petaca D y Yantata	74
Figura N° 27	Modelo geológico estructura Boquerón Norte	75
Figura N° 28	Ubicación pozo horizontal Pozo BQN-N12H	75
Figura N° 29	Corte geológico estructura Boquerón Norte	76
Figura N° 30	Corte geológico estructura Boquerón Norte	76
Figura N° 31	Grilla 3D y distribución de facies de la formación Ichoa en el campo Yapacani	78
Figura N° 32	Modelo geológico con la distribución de facies, esfuerzos presentes y simulación de la estimulación hidráulica propuesto para el proyecto Ichoa	78
Figura N° 33	Caracterización geológica de la formación Ichoa	79
Figura N° 34	Simulación de propagación horizontal y vertical de la estimulación hidráulica para la formación Ichoa Pozo SIR-4	80

## Abreviaturas y Siglas

Bbl	Barriles
Bbld	Barriles día
Bcf	Billon cubic feet (mil millones de pies cúbicos)
BOE	Barriles de petróleo equivalente
Mbbbls	Miles de barriles
MM	Millones
MMmcd	Millones de metros cúbicos día
MMpc	Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos día
Mpcd	Miles de pies cúbicos día
Psi	Pounds-force per square inch (libra de fuerza por pulgada cuadrada)
USD	Dólar estadounidense
UTE	Unidades de Trabajo de Exploración
DTM	Desmontaje Traslado Montaje





ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

MINISTERIO DE  
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS

[www.ypfb-andina.com.bo](http://www.ypfb-andina.com.bo)