



Comprometidos con la energía,
el desarrollo y el futuro de Bolivia

MEMORIA ANUAL
2025 - 2026





Andina S.A.

Contenido

01

Nuestra Compañía

Pag. 9

- 9 Carta del Presidente Ejecutivo de YPFB
- 11 Carta del Gerente General de YPFB Andina S.A.
- 13 Aspectos Societarios Corporativos
- 16 Composición del Paquete Accionario
- 17 Plantel Ejecutivo
- 18 Talento Humano



02

Resultados financieros y comerciales

Pag. 25

- 25 Resultados Financieros
- 29 Ingresos Operativos
- 30 Costos de Operación
- 30 Composición del Resultado Acumulado
- 31 Cargas públicas (IDH, Regalías, Participaciones)
- 32 Inversiones y Costos
 - Áreas Operadas
 - Áreas No Operadas
- 33 Producción
 - Áreas Operadas
 - Áreas No Operadas

03

Actividades y negocios de la sociedad

Pag. 37

- 37** Principales Proyectos Ejecutados en la Gestión
 - Proyectos Exploratorios en Nuevas Áreas
 - Contrato de Servicios Petroleros (CSP)
 - Proyectos en Áreas de Contrato
 - Proyectos de Abandono de Campos
 - Servicios Especializados
- 86** Despacho
- 96** Áreas No Operadas
- 98** Otros Negocios
 - Planta de Compresión JV
 - YPFB Transierra S.A.



04

Sostenibilidad

Pag. 109

- 110** Indicadores de Gestión SSMA
- 113** Gestión de Seguridad Industrial, Salud y Medio Ambiente
- 121** Relacionamiento Comunitario y Responsabilidad Social Empresarial
- 123** Sistema Integrado de Gestión



128	Informe del Auditor Independiente
131	Balance General
132	Estado de Resultados
133	Estado de Evolución de Patrimonio
134	Estado de Flujos de Efectivo
135	Notas de los Estados Financieros
161	Anexos
165	Informe de la Comisión Fiscalizadora



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.



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 boliviana del país.



Valores

Responsabilidad
Compromiso
Liderazgo
Integridad
Transparencia





01 Nuestra Compañía



Carta del Presidente Ejecutivo de YPFB

Señores YPFB Andina S.A.

Es para mí un motivo de gran satisfacción dirigirme a ustedes en ocasión de la presentación de la Memoria Anual de Gestión Abril 2025 – Marzo 2026, documento institucional que refleja de manera transparente y detallada el esfuerzo, la dedicación y los logros alcanzados por nuestra empresa subsidiaria durante este período.

El ejercicio 2025-2026 ha sido un año de grandes desafíos y significativas conquistas para YPFB Andina S.A.. En un contexto marcado por interrupciones en la cadena de suministro, bloqueos sociales y la necesidad de sostener la producción de hidrocarburos en el sur del país, el equipo humano de Andina demostró una vez más su alto profesionalismo, experiencia técnica y compromiso con la soberanía energética de Bolivia. Gracias a su labor, se mantuvo y fortaleció la producción de gas natural y líquidos de hidrocarburos en los campos bajo su responsabilidad, contribuyendo de forma esencial al abastecimiento interno y a la economía nacional.

Entre los hitos más relevantes de esta gestión destacan:

- El mantenimiento óptimo de la producción en los campos operados, implementando estrategias que permitieron mitigar el impacto de las contingencias y asegurar volúmenes estables de gas e hidrocarburos.
- Los avances en proyectos de exploración y desarrollo de nuevos reservorios en la región andina, incorporando tecnologías que incrementaron la eficiencia y las reservas incorporadas.
- La implementación de estrictos estándares de seguridad industrial y responsabilidad ambiental en todas las operaciones upstream.
- El fortalecimiento de la coordinación interinstitucional con otras subsidiarias y autoridades para garantizar la continuidad del suministro energético del país.

Estos importantes resultados no habrían sido posibles sin el compromiso, la capacidad técnica y el trabajo en equipo de cada uno de los colaboradores y colaboradoras de YPFB Andina S.A.. A todos ellos, mi más sincero reconocimiento y agradecimiento. Su labor diaria es fundamental para explorar, producir y asegurar los recursos energéticos que impulsan el desarrollo de Bolivia.

La Memoria Anual que hoy presentamos no solo es un ejercicio de rendición de cuentas, sino también un testimonio de nuestra capacidad de adaptación y de nuestra firme voluntad de seguir avanzando hacia la consolidación de una exploración y producción moderna, eficiente, segura y sostenible al servicio del país.

Mirando hacia adelante, reafirmamos nuestro compromiso de seguir fortaleciendo YPFB Andina S.A., invirtiendo en nueva tecnología de exploración y producción, en el desarrollo continuo de su talento humano y en la implementación de las mejores prácticas internacionales, para enfrentar con éxito los retos futuros.

Atentamente,

Sebastián Daroca
Presidente Ejecutivo
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB

¡Vienen tiempos mejores! Sigamos trabajando juntos, con patriotismo y excelencia, para construir una YPFB más fuerte al servicio de Bolivia.

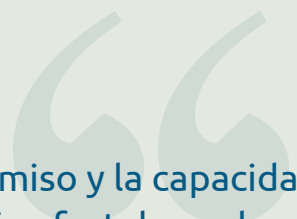


Carta del Gerente General de YPFB Andina S.A.

En mi calidad de Gerente General de YPFB Andina S.A., misma que ejerzo desde el 24 de junio del presente, presentamos la Memoria Anual correspondiente al período abril 2025 – marzo 2026, que resume los principales resultados operativos, comerciales, financieros y de sostenibilidad de la Sociedad.

Durante la gestión, la compañía operó en un entorno desafiante, marcado por la declinación de campos maduros, menores nominaciones de exportación y ajustes en los mercados internacionales. No obstante, mantuvo un desempeño sólido, alcanzando una producción promedio de 109 MMpcd de gas natural, 2.684 bbld de petróleo y 432 bbld de GLP, garantizando el abastecimiento interno y el cumplimiento de compromisos de exportación.

En el ámbito comercial, YPFB Andina S.A. consolidó su posición con una participación del 22,15% en las entregas nacionales de gas natural y un cumplimiento del 112,1% en campos operados, evidenciando una gestión eficiente en un contexto exigente.



El compromiso y la capacidad técnica de YPFB Andina fortalecen la producción energética y contribuyen al desarrollo de Bolivia.

A nivel financiero, se registró una utilidad neta de 19,1 MMUSD y un patrimonio neto de 965,1 MMUSD. La Sociedad mantiene una sólida liquidez, con un índice corriente de 7,4, lo que asegura el cumplimiento oportuno de sus obligaciones.

Los Estados Financieros han sido preparados conforme a las normas aplicables y reflejan razonablemente la situación de la Sociedad, contando con el Dictamen del Auditor Independiente y el Informe de la Comisión Fiscalizadora.

En sostenibilidad, se avanzó en iniciativas de eficiencia energética, destacando la implementación de sistemas fotovoltaicos, así como en proyectos orientados a la sostenibilidad productiva, incluyendo compresión, gas lift, optimización de facilidades y el desarrollo de un portafolio exploratorio de largo plazo.

Finalmente, destacamos el compromiso de nuestro equipo humano y la confianza de nuestros accionistas YPFB y Repsol Bolivia S.A., reafirmando nuestra responsabilidad con el gobierno corporativo, la transparencia y la gestión sostenible.

Andrés F. Brockmann Rojas
Gerente General
YPFB Andina S.A.

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.

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 que es 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 2025 a marzo 2026, 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 conexa, 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

2025	Junta General Ordinaria de Accionistas del 27 de junio de 2025
	Junta General Ordinaria de Accionistas del 29 de diciembre de 2025
2026	Junta General Ordinaria de Accionistas del 18 de febrero de 2026

Conformación del Directorio

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

Directores desde el 01 de abril al 28 de diciembre de 2025		
Titular	Armin Ludwig Dorgathen Tapia	Suplente Danny Ronald Roca Jimenez
Titular	Jaime Rodrigo Calderón Pérez	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
Directores desde el 29 de diciembre de 2025 al 17 de febrero de 2026		
Titular	Yussef Ernesto Akly Flores	Suplente Acéfalo
Titular	Nelson Mario Salazar Cabrera	Suplente Acéfalo
Titular	Jesús Eduardo Flores Castillo	Suplente Acéfalo
Titular	Raúl Álvarez Egüez	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 18 de febrero al 31 de marzo de 2026		
Titular	Yussef Ernesto Akly Flores	Suplente Daniela Durán Antezana
Titular	Nelson Mario Salazar Cabrera	Suplente Acéfalo
Titular	Mauricio Dino Vedia Vaca	Suplente Acéfalo
Titular	Raúl Álvarez Egüez	Suplente Acéfalo
Titular	Marcelo Jesús Luizaga Espada	Suplente Fernando Ibañez Villarroel
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 2025 a marzo 2026 se realizaron 17 reuniones de Directorio

2025	Reunión de Directorio de 14 de abril de 2025
	Reunión de Directorio de 08 de mayo de 2025
	Reunión de Directorio de 29 de mayo de 2025
	Reunión de Directorio de 12 de junio de 2025
	Reunión de Directorio de 17 de junio de 2025
	Reunión de Directorio de 25 de junio de 2025
	Reunión de Directorio de 31 de julio de 2025
	Reunión de Directorio de 28 de agosto de 2025
	Reunión de Directorio de 25 de septiembre de 2025
	Reunión de Directorio de 30 de octubre de 2025
	Reunión de Directorio de 27 de noviembre de 2025
	Reunión de Directorio de 18 de diciembre de 2025
2026	Reunión de Directorio de 15 de enero de 2026
	Reunión de Directorio de 29 de enero de 2026
	Reunión de Directorio de 10 de febrero de 2026
	Reunión de Directorio de 26 de febrero de 2026
	Reunión de Directorio de 26 de marzo de 2026

Comisión Fiscalizadora

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

Síndicos desde el 01 de abril al 28 de diciembre de 2025

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

Síndicos desde el 29 de diciembre de 2025 al 31 de marzo de 2026

Síndico Titular	Luis Andrés Ritter Zamora
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 2025 a marzo 2026, la composición accionaria de YPFB Andina S.A. fue según el detalle siguiente:

Cuadro N° 1
Composición Accionaria

Nombre del Accionista	No. 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%
Total Acciones	13.439.520	100,000%

Fuente: Elaboración propia.



Plantel Ejecutivo



Nombre	Cargo
Raúl Eduardo Giraudo	Gerente General
Walter Ricardo Miranda Galdo	Gerente de Operaciones
Sergio Manuel Reyes Avaroma	Gerente de Asuntos Legales a.i.
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
Miguel Angel Navia Vargas	Gerente de Calidad, Salud, Seguridad, Ambiente y RSE
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
Daynor Enrique Quiroga Limachi	Gerente Sectorial de Desarrollo a.i.
Gerardo Manuel Villacorta Cazuriaga	Gerente Sectorial de Exploración
Rafael Ignacio Garate	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 2026, YPFB Andina S.A. cuenta con una estructura organizacional conformada por personal operativo y administrativo distribuido entre ciudad y campo, fortaleciendo la continuidad operativa y el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la compañía.

289
Trabajadores

 **223**
Masculino

 **66**
Femenino

Gráfico N° 1
Género

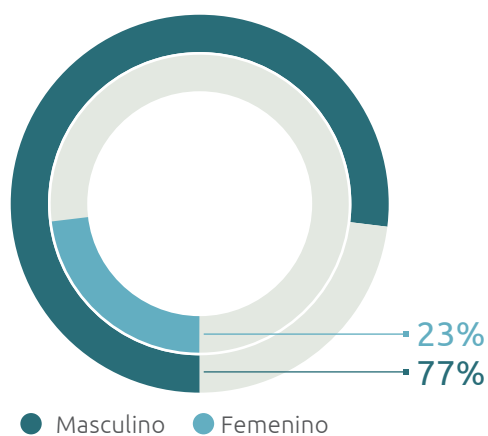


Gráfico N° 2
Demografía

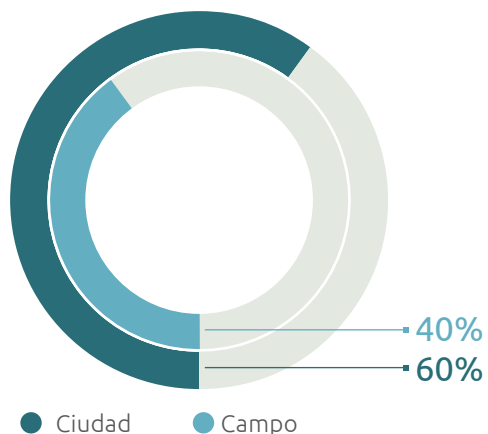
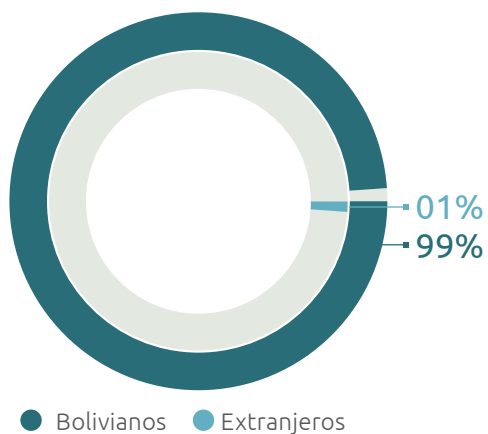


Gráfico N° 3
Nacionalidad



Fuente: Elaboración propia.

Plan de Capacitación

Durante la gestión 2025, la Gerencia de Talento Humano ejecutó el Plan Anual de Capacitación (PAC), alcanzando un 95% de ejecución. En este marco, se capacitó a un total de 259 colaboradores mediante la realización de 53 eventos de capacitación ejecutados respecto a los programados.

Asimismo, se planificaron 57 eventos de capacitación, de los cuales 4 correspondieron a capacitaciones transversales, orientadas a fortalecer la seguridad de la información, aprendizaje operativo transversal, el bienestar psicológico y la salud mental de los colaboradores.

La ejecución del PAC estuvo enfocada en el fortalecimiento de competencias técnicas, operativas y organizacionales, priorizando actividades vinculadas al core del negocio, comunicación, seguridad informática y desarrollo profesional, alineadas a las necesidades estratégicas de la compañía.



Inducción

Asimismo, durante la gestión se realizaron procesos de inducción genérica y específica dirigidos a 26 personas, incluyendo colaboradores incorporados en la gestión anterior, promoviendo su integración con los lineamientos institucionales, objetivos estratégicos y valores corporativos de YPFB Andina S.A.

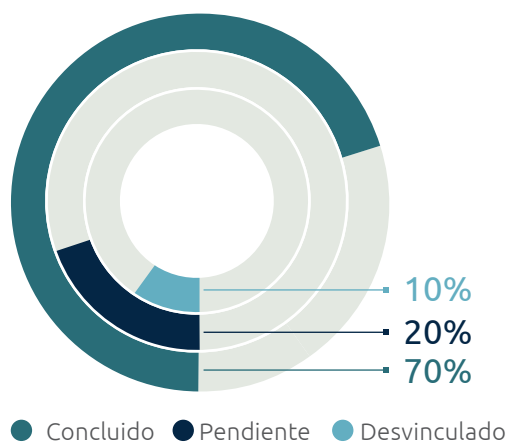
Seguimiento Cierre de Brechas Validación del Perfil Profesional con el Perfil del Puesto

Como parte del proceso de desarrollo organizacional, se efectuó el seguimiento al cierre de brechas identificadas en la Validación del Perfil Profesional con el Perfil del Puesto, alcanzando los siguientes porcentajes de avance:



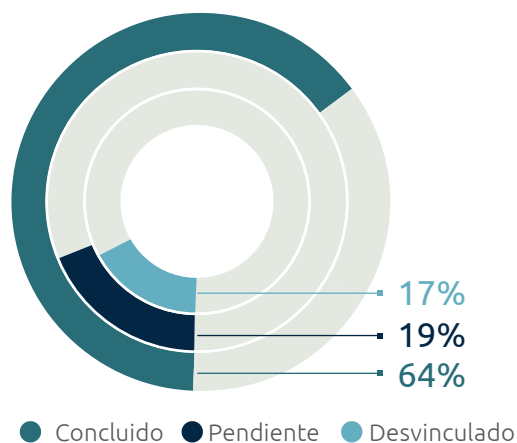
Cierre de Brechas de Capacitaciones por la Gerencia de Talento Humano (PAC GTH)

Gráfico N° 4
% Cierre de Brechas PAC GTH
Gerencias Administrativas



Fuente: Elaboración propia.

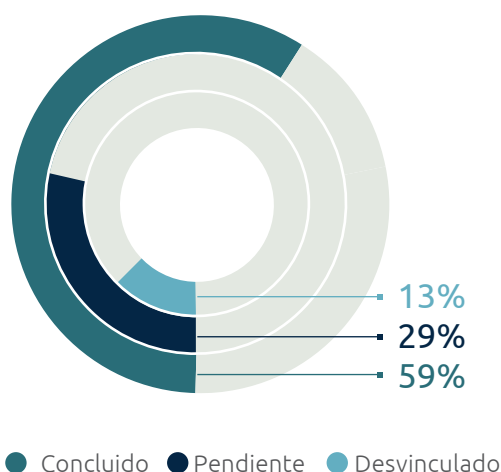
Gráfico N° 5
% Cierre de Brechas PAC GTH
Gerencias Operativas



Fuente: Elaboración propia.

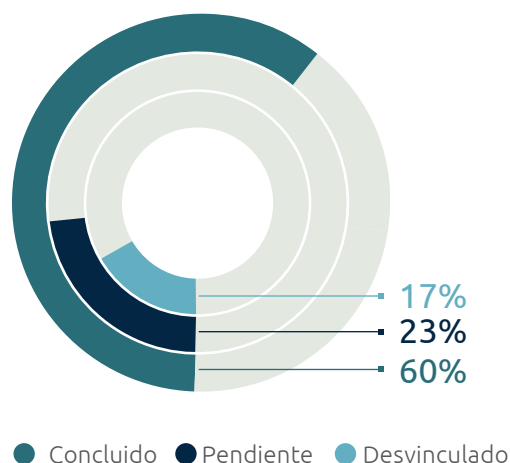
Cierre de Brechas de Capacitaciones por la Gerencia de Calidad Salud, Seguridad, Ambiente y RSE.

Gráfico N° 6
% Cierre de Brechas PAC GSA
Manejo Normas ISO
Gerencias Operativas



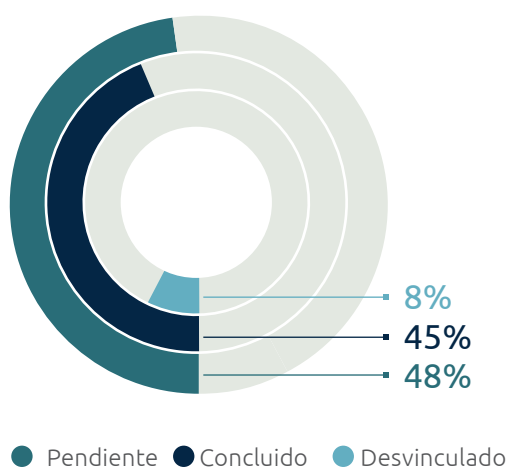
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 7
% Cierre de Brechas PAC GSA
Manejo Normas ISO
Gerencias Administrativas



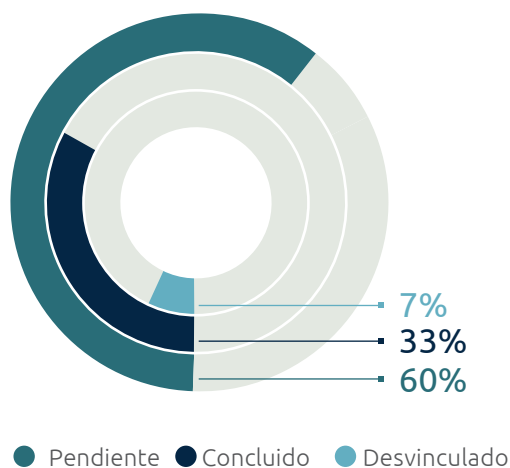
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 8
% Cierre de Brechas PAC GSA
Derrames Ambientales
Gerencia Sectorial de Producción



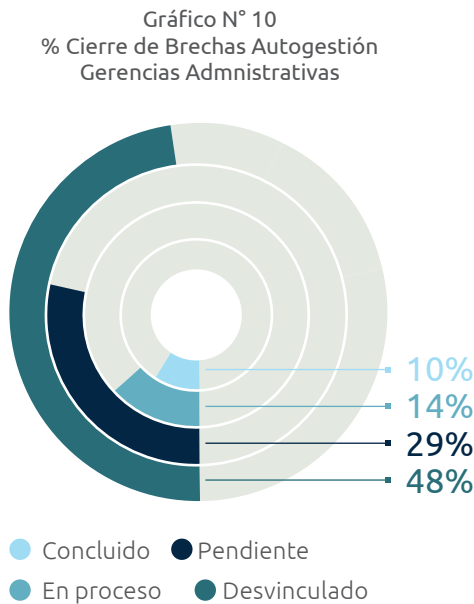
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 9
% Cierre de Brechas PAC GSA
Manejo Defensivo y Escuela de Fuego
Gerencia Sectorial de Producción

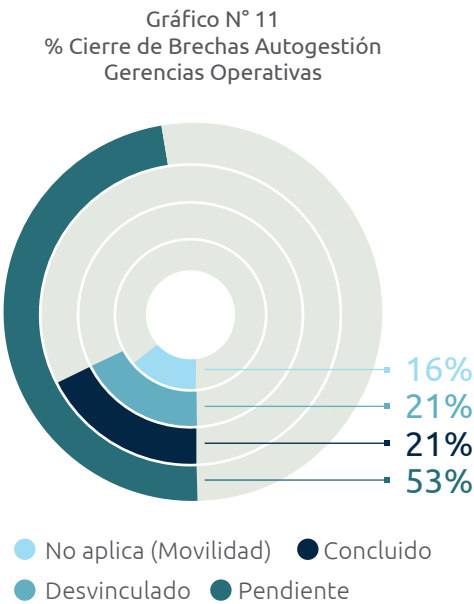


Fuente: Elaboración propia.

Cierre de Brechas de Autogestión:



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

Es importante mencionar que las capacitaciones pendientes se encuentran dentro de los Planes de capacitación tanto de la Gerencia de Talento Humano y la Gerencia de Calidad, Salud, Seguridad, Ambiente y RSE. Así mismo se está realizando el seguimiento individual a los trabajadores que tienen brechas de autogestión.

Plan de Bienestar, Clima y Cultura Organizacional

Durante la gestión 2025, YPFB Andina S.A. desarrolló diversas actividades orientadas a fortalecer el bienestar integral, el reconocimiento y el sentido de pertenencia de los colaboradores, promoviendo espacios de integración, motivación y fortalecimiento de la cultura organizacional.

Entre las principales iniciativas ejecutadas se destacan los reconocimientos a la trayectoria del personal con antigüedad de 5, 10, 15 y 20 años, así como actividades de reconocimiento a la excelencia, orientadas a fortalecer una cultura de alto desempeño, compromiso y mejora continua.





Asimismo, se realizó la Segunda Feria de Bienestar, enfocada en promover la salud física, emocional y social de los trabajadores, mediante la participación de proveedores estratégicos y actividades orientadas al autocuidado y bienestar integral.

Como parte de las actividades de integración y fortalecimiento cultural, se llevaron a cabo actividades institucionales relacionadas al aniversario de Santa Cruz, talleres de hábitos saludables y actividades navideñas orientadas al fortalecimiento del trabajo en equipo, la creatividad y el sentido de pertenencia.

En el marco de las acciones de comunicación interna y cultura organizacional, se realizó el lanzamiento de la revista digital “Energía que nos Une”, iniciativa destinada a promover el reconocimiento, la cercanía y la valorización de logros y experiencias significativas de los colaboradores.

Empresa comprometida con una Vida Libre de Violencia contra las Mujeres

Durante la gestión 2025, YPFB Andina S.A. dio continuidad al Plan Integral de Lucha contra la Violencia hacia las Mujeres, fortaleciendo acciones preventivas, campañas comunicacionales y actividades de sensibilización orientadas a promover entornos laborales seguros, inclusivos y libres de violencia.

Como parte de estas acciones, se desarrollaron talleres dirigidos a mujeres enfocados en fortalecimiento de la autoestima, autocuidado e imagen personal, promoviendo espacios de reflexión, empoderamiento y bienestar emocional como factores preventivos frente a situaciones de violencia.

Asimismo, se consolidó la campaña comunicacional institucional de lucha contra la violencia hacia las mujeres, mediante la difusión permanente de mensajes preventivos, contenidos de sensibilización y acciones de concientización dirigidas a colaboradores y personal contratista.

En el ámbito externo, YPFB Andina S.A. ejecutó un proyecto integral de prevención de violencia en unidades educativas de sus áreas de influencia, beneficiando a 358 estudiantes mediante la realización de 16 talleres psicoeducativos orientados a la prevención de la violencia, fortalecimiento de habilidades socioemocionales y promoción de relaciones saludables.



02 Resultados financieros y comerciales



Resultados Financieros

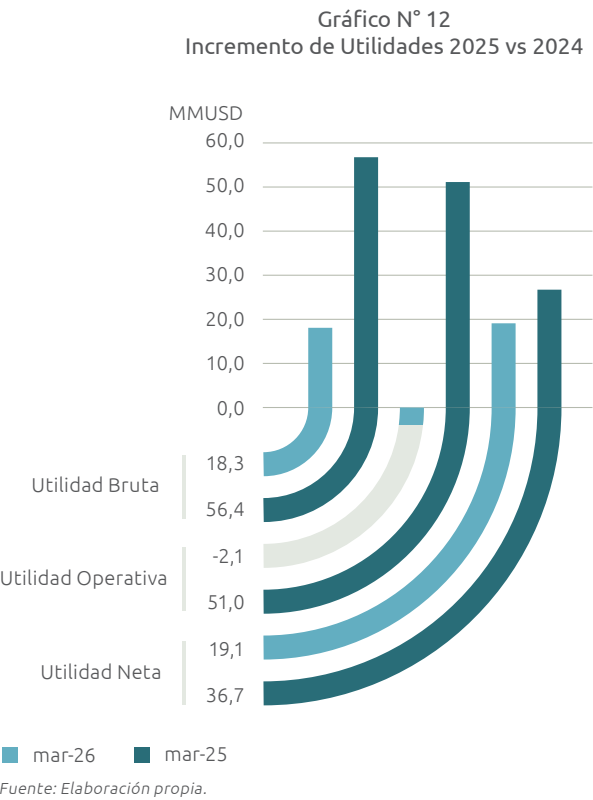


A continuación, se detallan los indicadores financieros de cierre de la gestión 2026 vs 2025:

Cuadro N° 2
Resultados y principales indicadores de la gestión
Expresado en MMUSD

DETALLE	Gestión mar-26	Gestión mar-25
Utilidad bruta	18,3	56,4
Utilidad de operaciones	-2,1	51,0
Utilidad neta	19,1	36,7
Patrimonio neto	965,1	980,8
Valor contable de las acciones (en dólares)	71,8	73,0
Rentabilidad sobre el patrimonio (ROA)	1,6 %	3,1 %
Retorno sobre patrimonio (ROE)	2,0 %	3,7 %
Rentabilidad sobre el capital empleado (ROCE)	0,1 %	5,8 %
Liquidez corriente	7,4	6,5
Prueba ácida	6,9	6,0

*Los indicadores de la gestión 2026 y 2025, corresponden a los bolivianos de cada cierre, convertidos al tipo de cambio de cierre de cada periodo fiscal (2026 y 2025 Bs 6,96 por USD 1).



Durante la gestión 2026 YPFB Andina S.A. registró una disminución en la Utilidad Bruta, Utilidad Operativa y Utilidad Neta, respecto a la gestión 2025. Este resultado se explica principalmente por los siguientes factores:

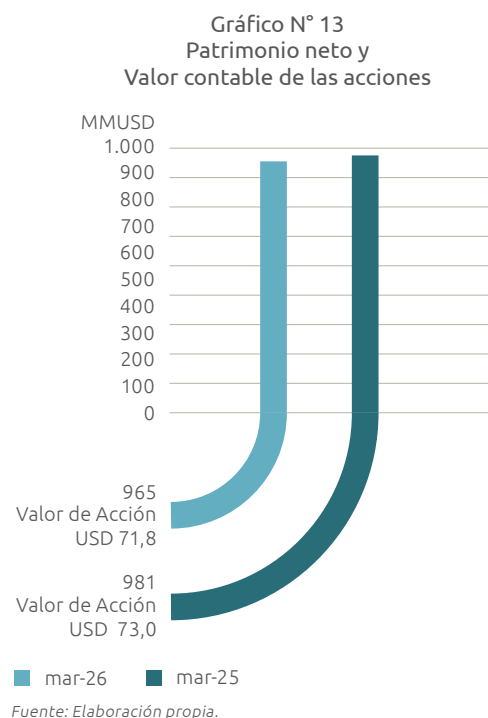
- i) Disminución de los ingresos por Retribución del Titular en 36,4MMUSD, como consecuencia de menores precios y volúmenes de gas entregados a mercado externo.
- ii) Incremento de los ingresos en 3,7 MMUSD, explicado principalmente por el ajuste derivado de la conciliación de costos propios con los socios de los Bloques SAN-SAL, según acuerdo suscrito en agosto de 2025.
- iii) Incremento de los costos de operación en 5,3 MMUSD, explicado principalmente por el reconocimiento de provisiones por obsolescencia de materiales correspondientes a las áreas No Operadas SAN y SAL, debido a su baja rotación, así como por mayores costos registrados en áreas Operadas, relacionados principalmente con actividades de estimulación de pozos y servicios de inyección.



- iv) Mejora en los resultados obtenidos por la inversión en la sociedad YPFB Transierra S.A., que generó un efecto favorable de 1,3 MMUSD.
- v) Mayor gasto registrado a marzo de 2026, como consecuencia del reconocimiento a resultados de 16 MMUSD correspondientes a los proyectos exploratorios fallidos YPC-EX1 y SIR-WX1, efecto que no se presentó durante la gestión 2025.
- vi) Ingreso neto de 4,6 MMUSD correspondiente al efecto del ingreso generado por la reversión de la Provisión para Incobrables por concepto de Diferencial de Precios de campos No Operados SAN-SAL y Operados, según Acuerdo correspondiente al primer periodo del 2001 y al 1 de mayo de 2007, debido a los pagos realizados por YPFB a marzo 2026.
- vii) Variación favorable en el resultado por Impuesto Diferido de 29,6 MMUSD, explicada principalmente por el efecto neto del reconocimiento y la baja de quebrantos tributarios, la reversión parcial de la provisión por abandono y las mayores diferencias, entre los valores contables y fiscales de los activos, derivadas de la actualización en UFV. Estos efectos no se registraron a marzo 2025.

Patrimonio Neto y Valor Contable de las Acciones

El Patrimonio neto y el Valor de las acciones, registraron una disminución respecto a la gestión anterior, principalmente como efecto de una menor utilidad generada durante la gestión 2026.



Indicadores de Rendimiento

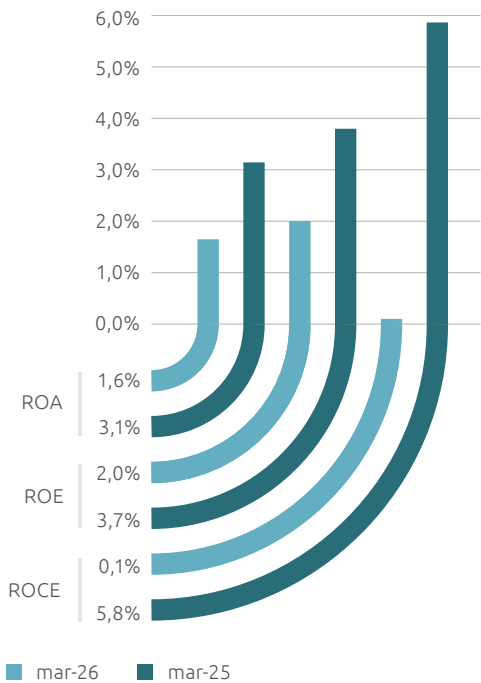
Durante la gestión 2026, los indicadores de rentabilidad reflejan el desempeño operativo y financiero de la Sociedad en un entorno de menores ingresos y mayores cargos asociados a actividades exploratorias y de obsolescencia de materiales registrados. En este contexto, los indicadores ROA y ROE alcanzaron niveles de 1,6% y 2,0%, respectivamente.



Indicadores de Liquidez

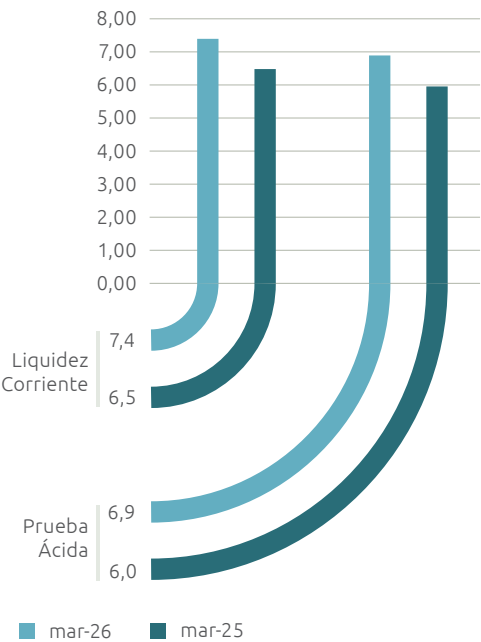
Los indicadores de liquidez muestran una mejora en la capacidad de cobertura de las obligaciones de corto plazo, reflejando una sólida posición financiera y una adecuada administración de los recursos disponibles para atender oportunamente los compromisos de la Sociedad.

Gráfico N° 14
Indicadores de Rendimiento



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 15
Indicadores de liquidez



Fuente: Elaboración propia.



Los ingresos operativos alcanzaron los **171,5 MMUSD**



Los Costos de Operación alcanzaron los **153,1 MMUSD**

Ingresos Operativos

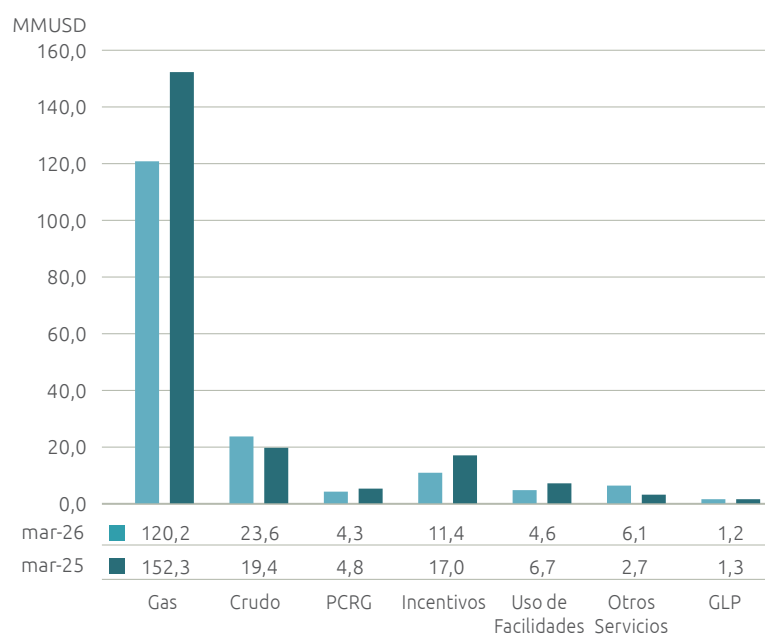


Los ingresos operativos de YPFB Andina S.A. provienen principalmente de la Retribución del Titular (RT), establecida en los Contratos de Operación suscritos con YPFB. Esta retribución se calcula a partir de la valorización de los hidrocarburos producidos por cuenta de YPFB, descontando conceptos como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

Durante la gestión 2026, los ingresos operativos alcanzaron 171,5 MMUSD, registrando una disminución del 16% respecto a los 204,1 MMUSD obtenidos en la gestión 2025. Esta variación responde principalmente a menores precios internacionales y a una menor asignación de volúmenes de gas destinados a los mercados de exportación, principalmente Brasil y Argentina.

Los ingresos están compuestos por los siguientes conceptos:

Gráfico N° 16
Ingresos Operativos



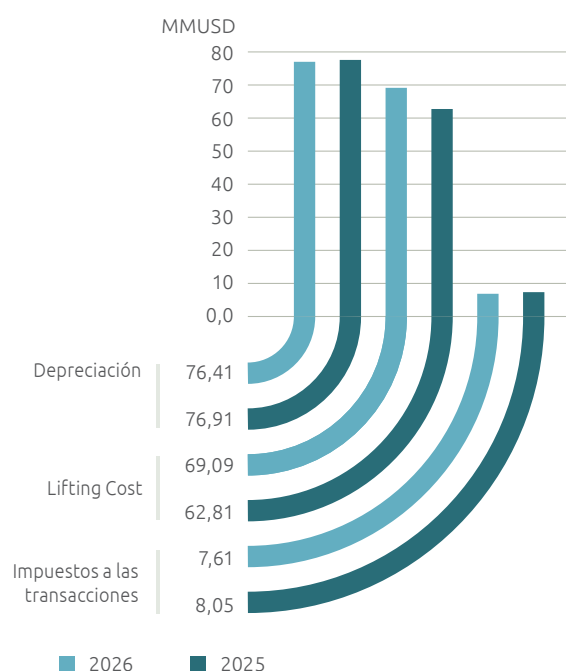
Fuente: Elaboración propia.

Costos de Operación

Durante el ejercicio fiscal cerrado al 31 de marzo de 2026, los costos de operación alcanzaron un total de 153,1 MMUSD, registrando un incremento de 5,3 MMUSD (equivalente al 3,6%) respecto a la gestión fiscal 2025. Este incremento responde principalmente al reconocimiento de provisiones por obsolescencia de materiales en las áreas No Operadas SAN y SAL, debido a su baja rotación, así como a mayores costos operativos en áreas Operadas asociados a actividades de estimulación de pozos y servicios de inyección.

A continuación, se expone la composición de los Costos de Operación en relación con los Ingresos Operativos, en la gestión 2026 los costos representan el 89,3% de los ingresos operativos, mientras que en la gestión 2025 representan el 72,4%.

Gráfico N° 17
Costo de Operación

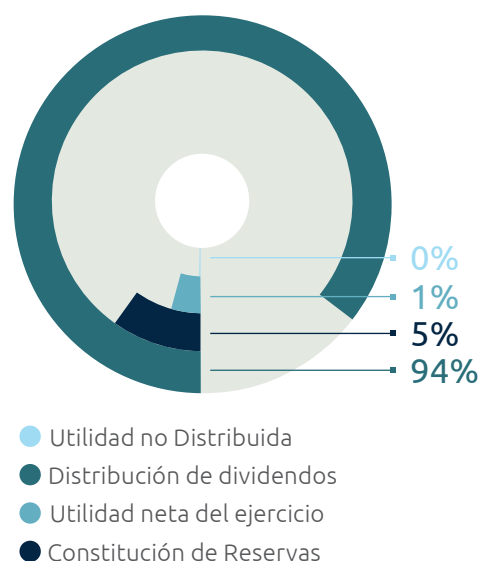


Fuente: Elaboración propia.

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 2026, que ascienden a 11.356,6 MMBs, equivalentes a 1.631,7 MMUSD.

Gráfico N° 18
Composición del Resultado Acumulado



Fuente: Elaboración propia.

Cargas Públicas (IDH, Regalías, Participaciones)

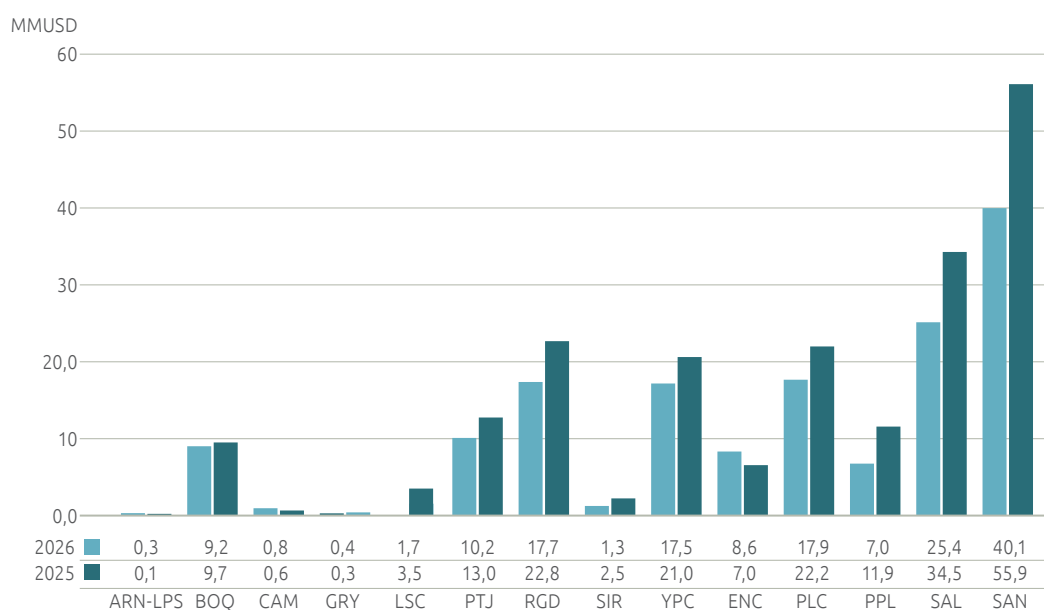
Desde el 2 de mayo de 2007, YPFB Corporación asumió la responsabilidad como sujeto pasivo en la determinación y liquidación de las Cargas Públicas derivadas de las operaciones hidrocarburíferas. En este marco, YPFB Andina S.A. y los socios de las áreas no operadas realizan mensualmente estimaciones de dichas cargas públicas con el objetivo de calcular la Retribución del Titular correspondiente a YPFB, las cuales son posteriormente conciliadas y validadas por éste.

Durante los ejercicios fiscales 2026 y 2025, el Estado Plurinacional de Bolivia recibió por concepto de Cargas Públicas un monto estimado de 158,1 y 205,0 MMUSD respectivamente. Estos recursos provienen de las actividades comerciales y operaciones hidrocarburíferas desarrolladas por YPFB Andina S.A. en campos operados y no operados, específicamente en los bloques San Alberto, San Antonio y Monteagudo, según su porcentaje de participación en cada uno.

Este desempeño reafirma a YPFB Andina S.A. como una de las principales empresas estatales generadoras de ingresos tributarios en el sector hidrocarburos, contribuyendo significativamente al desarrollo económico nacional.

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

Gráfico N° 19
Cargas Públicas
(Impuesto Directo a los Hidrocarburos, Regalías y Participaciones)



Fuente: Elaboración propia.

Inversiones y Costos



■ ■ ■ Áreas Operadas

Para la Gestión 2025, el presupuesto aprobado para inversiones fue de 90,2 MMUSD, con una ejecución a diciembre 2025 de 85,9 MMUSD, se dio continuidad a las actividades de perforación, intervención y proyectos de soporte operativo, priorizando la optimización de recursos y la eficiencia operacional. Asimismo, se impulsaron iniciativas orientadas a la continuidad de las operaciones y ejecución de proyectos estratégicos, alcanzándose una ejecución presupuestaria del 95%.

■ ■ ■ Áreas no Operadas

San Alberto

Desde la gestión 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, YPFB Andina S.A. desde el año 2017 ha compartido con el operador diferentes alternativas con el fin de lograr Programas de Trabajo y Presupuesto acordes con la realidad del Campo.

Con relación al OPEX de San Alberto para la gestión 2025, los Socios aprobaron un presupuesto de 21,45 MMUSD, habiéndose ejecutado un 92%, con un monto de 19,72 MMUSD, significando un ahorro de 1,63 MMUSD, en el periodo enero a diciembre de 2025.

San Antonio

Para la Gestión 2025, el presupuesto OPEX aprobado por los socios fue de 38,12 MMUSD, con una ejecución a diciembre 2025 de 32,26 MMUSD, significando un ahorro de 5,86 MMUSD, en el periodo enero a diciembre de 2025.



Producción



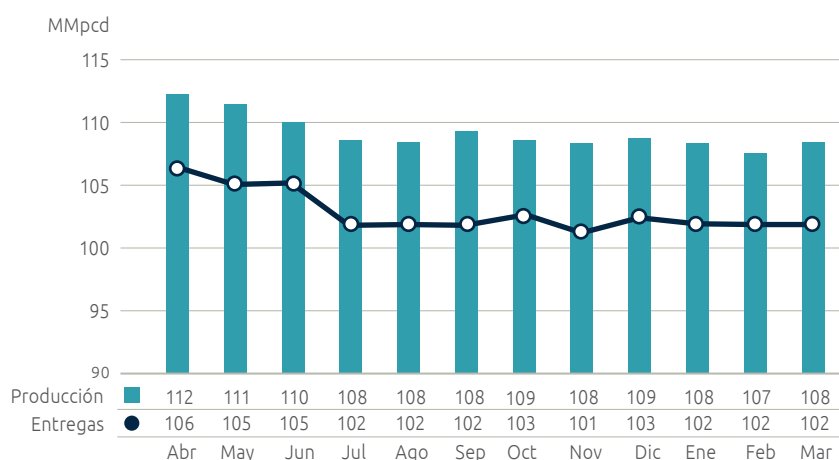
Áreas Operadas

Durante la gestión comprendida entre abril de 2025 y marzo de 2026, YPFB Andina S.A. mantuvo compromiso con el desarrollo energético nacional, alcanzando una producción promedio de 109 MMpcd de gas natural, 2.684 bbld de petróleo y 432 bbld de Gas Licuado de Petróleo (GLP), provenientes de los campos en operación: Yapacaní, Sirari, Patujú, Boquerón Norte, Palacios, Puerto Palos, Enconada, Los Penocos, Arroyo Negro, 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.

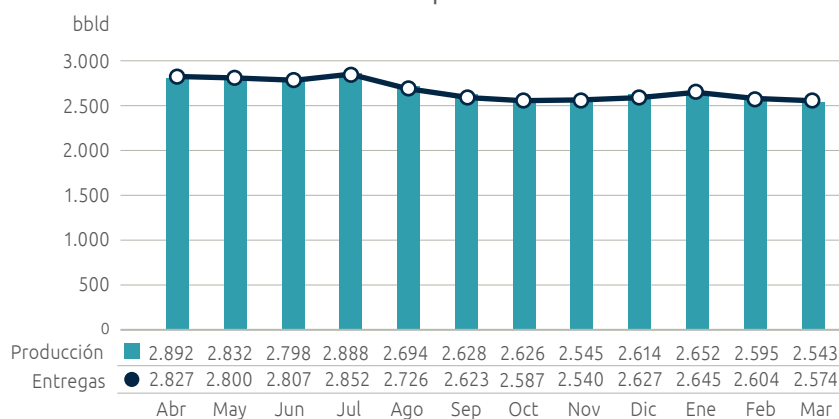
Este desempeño operacional refleja la capacidad técnica y el compromiso de YPFB Andina S.A. con la eficiencia, la continuidad operativa y la sostenibilidad del sector hidrocarburos en Bolivia.

Gráfico N° 20
Gas Natural - Gestión 2025

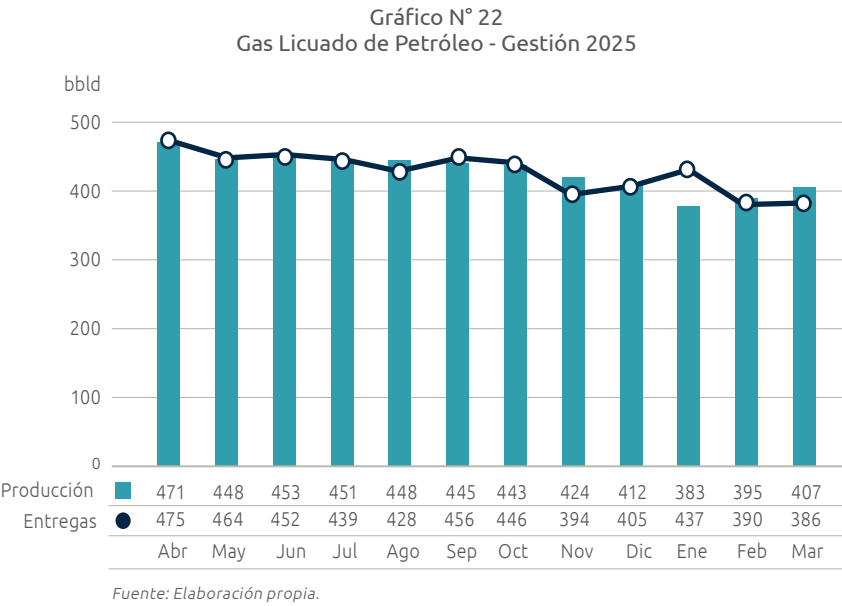


Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 21
Hidrocarburos Líquidos - Gestión 2025



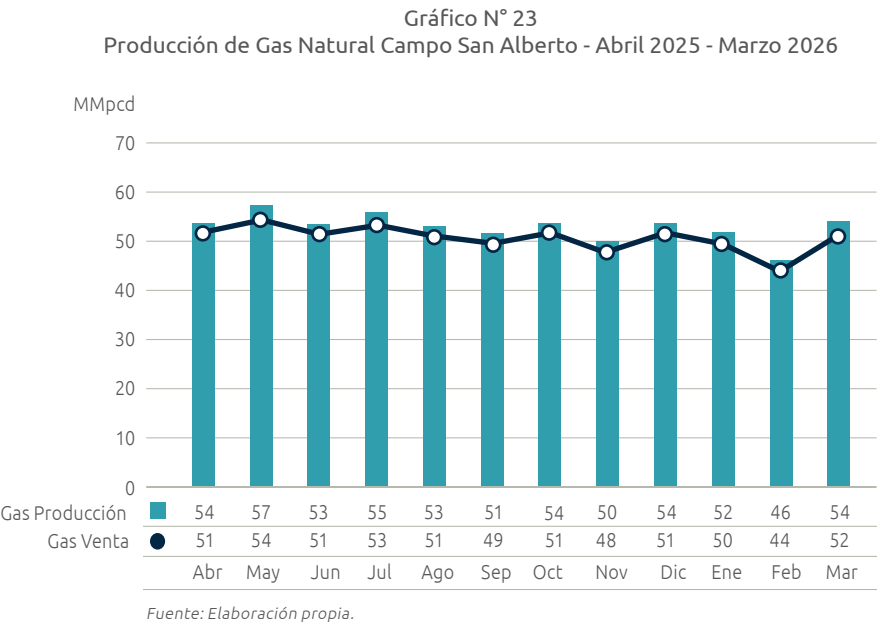
Fuente: Elaboración propia.



■ ■ ■ Áreas No Operadas

San Alberto

El Campo San Alberto con seis pozos en actividad, obtuvo en el periodo comprendido entre abril 2025 y marzo 2026, una producción de 19.270 MMpc y 0,31 MMbbl de hidrocarburos líquidos, totalizando una producción de 3,83 MMbbl de Petróleo Equivalente (BOE).

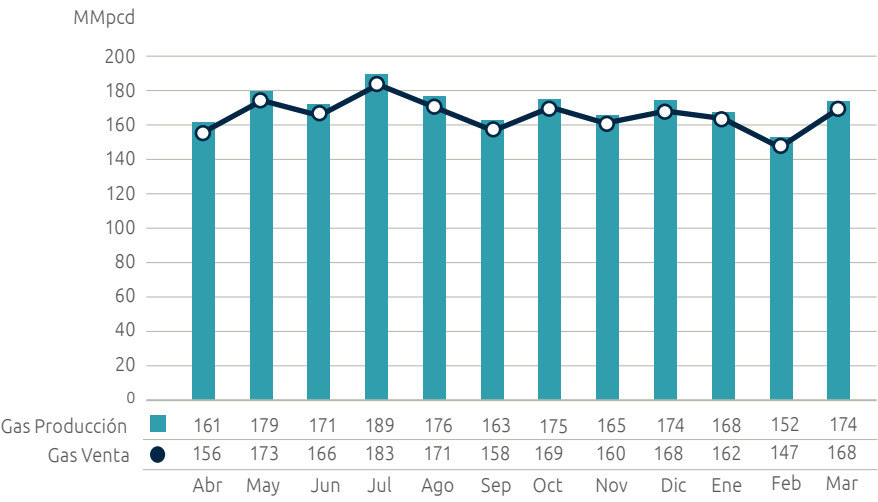




San Antonio

El Campo Sábalo cuenta con nueve pozos en producción y obtuvo en el período abril 2025 a marzo 2026, una producción de 62.342 MMpc y 4,67 MMBbl de hidrocarburos líquidos, alcanzando una producción total de 15,77 MMBbl de Petróleo Equivalente (BOE).

Gráfico N° 24
Producción de Gas Natural Campo San Antonio Abril 2025 - Marzo 2026



Fuente: Elaboración propia.

La reducción en los niveles de producción responde principalmente a menores nominaciones de gas natural derivadas de la disminución de demanda en los mercados de exportación, especialmente durante el primer trimestre de la gestión 2026.



“

Cada proyecto ejecutado por YPFB Andina S.A.
refleja el compromiso de transformar recursos en
desarrollo para Bolivia.

03 Actividades & Negocios de la Sociedad



Principales proyectos ejecutados en la gestión



■ ■ ■ Proyectos exploratorios en nuevas áreas

Impulsando la Consolidación de Oportunidades Exploratorias

Durante la gestión 2025 y parte de la gestión 2026, la Gerencia Sectorial de Exploración de YPFB Andina S.A. orientó sus esfuerzos al fortalecimiento y continuidad de los principales proyectos del portafolio exploratorio, priorizando la consolidación de oportunidades con potencial hidrocarburífero.



YPFB Andina S.A. consolidó proyectos exploratorios estratégicos para fortalecer el conocimiento geológico y generar nuevas oportunidades hidrocarburíferas.

En este contexto, se dio continuidad al proceso de gestión del Contrato de Servicios Petroleros (CSP) del Área Exploratoria Vitiacua, proyecto estratégico para la empresa, cuyas actividades estuvieron enfocadas principalmente en el ámbito legal, administrativo y gubernamental, en coordinación con las instancias correspondientes. Adicionalmente, se realizaron las gestiones requeridas para el reprocesamiento sísmico 2D, con el objetivo de mejorar la calidad de la imagen sísmica y reducir la incertidumbre exploratoria mediante tecnologías avanzadas de migración.

Paralelamente, el Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) del Área Ingre continuó en etapa de evaluación técnica y económica, incorporando el análisis de nuevos escenarios con el propósito de optimizar la viabilidad del proyecto bajo las condiciones actuales del mercado.

Asimismo, durante la presente gestión 2025 se concluyó el Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) del Área Miraflores, cumpliendo las actividades programadas y atendiendo las observaciones emitidas al informe final presentado. Estas actividades permitieron consolidar la evaluación integral del área y fortalecer el entendimiento de su potencial exploratorio asociado a plays no convencionales.

Durante la gestión 2025 se suscribió un Memorándum de Entendimiento entre YPFB y YPFB Andina S.A. para el desarrollo de actividades orientadas a la evaluación del potencial hidrocarburífero del Área Lliquimuni. En este marco, se ejecutaron campañas de reconocimiento geológico de superficie, cuyos resultados permitieron fortalecer el conocimiento geológico regional y sustentar la transición del proyecto hacia la modalidad de Proyecto Inicial Exploratorio (PIE).

Por otra parte, se concluyó la perforación del pozo exploratorio IÑA-X3D bajo la modalidad de Servicios Integrados, proyecto ejecutado bajo altos estándares técnicos, operativos y de seguridad.

A pesar del contexto desafiante del sector, los avances alcanzados durante la gestión reflejan el compromiso sostenido de YPFB Andina S.A. con el fortalecimiento de la exploración hidrocarburífera, mediante la ejecución de proyectos estratégicos enfocados a ampliar el conocimiento geológico y consolidar nuevas oportunidades exploratorias

Contrato de Servicios Petroleros (CSP)

Área Exploratoria Vitiacua

Ubicación del área

El Área Exploratoria Vitiacua constituye uno de los proyectos estratégicos más relevantes del portafolio exploratorio de YPFB Andina S.A., debido a su ubicación dentro de uno de los lineamientos gasíferos más importantes del Subandino Sur y su potencial para la incorporación de nuevos recursos hidrocarburíferos.

Políticamente el área exploratoria Vitiacua se encuentra ubicada mayoritariamente en el Departamento de Chuquisaca, solo una pequeña fracción en la parte norte y sur se encuentra dentro de los Departamentos de Santa Cruz y Tarija. Geográficamente, el área abarca la parte norte de la Serranía San Antonio, localizada entre las serranías Mandiyuti al oeste y Aguara Güe al este. Asimismo, el área colinda inmediatamente al sur con el Campo Sábalo, uno de los campos productores de gas más importantes del país, los principales objetivos están asociados a las formaciones Huamampampa y Santa Rosa. La superficie total del área comprende aproximadamente 73.875 hectáreas equivalentes a 29,55 parcelas.

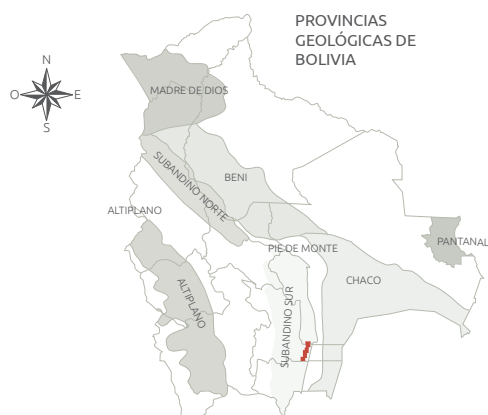
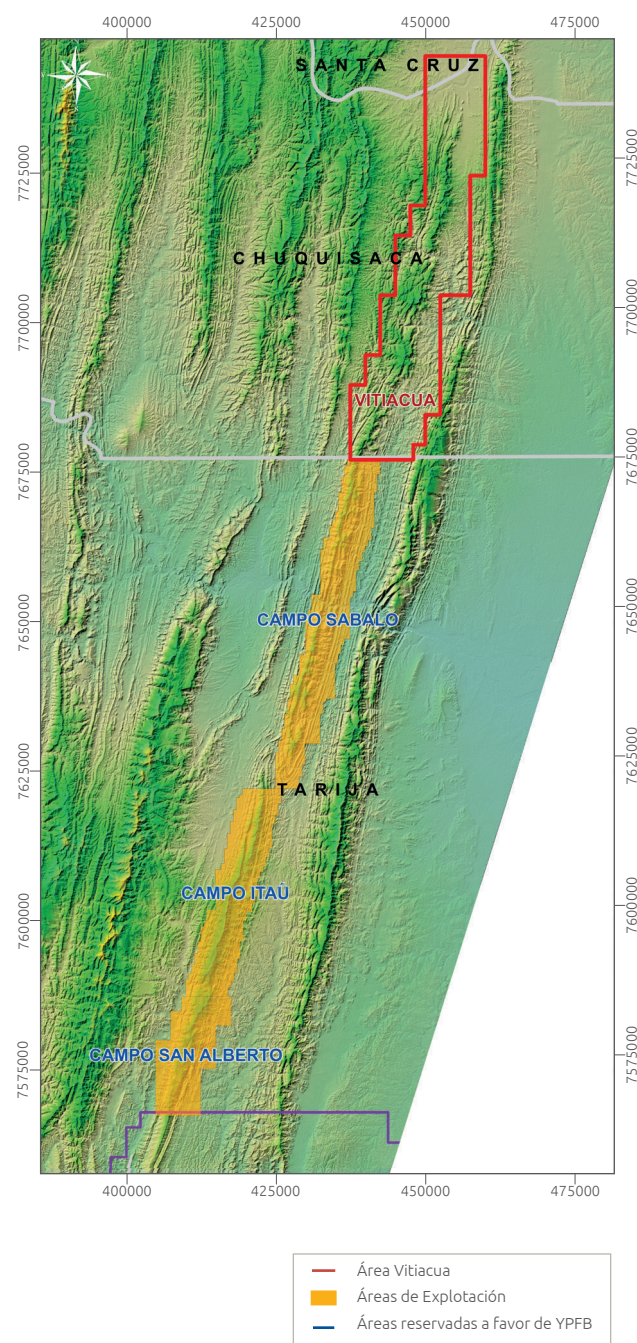


Figura N° 1
Mapa de ubicación del Área Exploratoria Vitiacua y de los principales campos gasíferos del Subandino Sur



Actividades relevantes

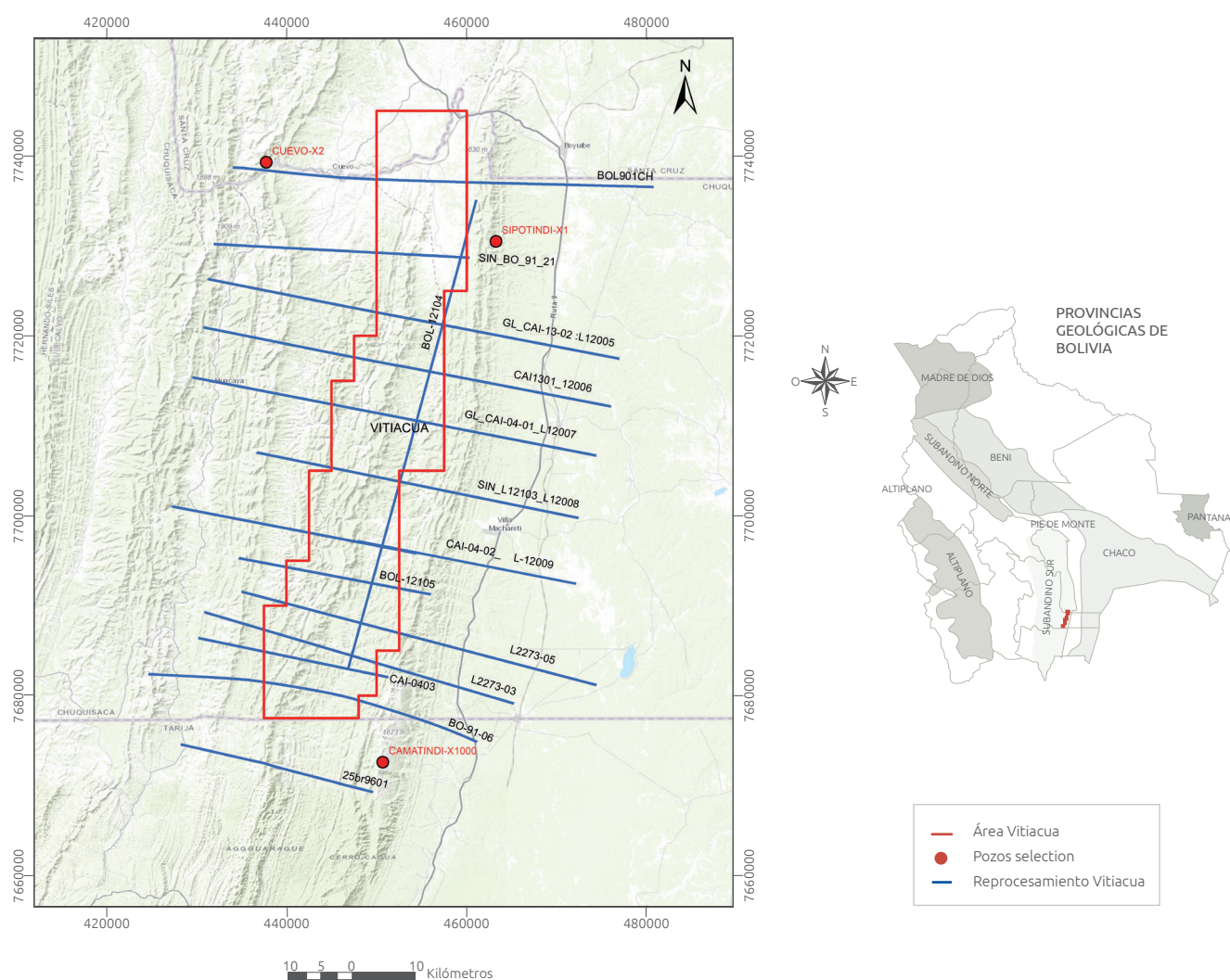
Las actividades desarrolladas estuvieron orientadas principalmente a la continuidad del proceso de gestión del Contrato de Servicios Petroleros (CSP), se realizó un seguimiento permanente a las gestiones legales, administrativas y gubernamentales asociadas a la suscripción del CSP, en coordinación con las instancias correspondientes y de manera conjunta con el socio Fluxus Bolivia S.A.

Como parte de estas actividades, se conformaron el Comité de Operaciones Conjuntas y los subcomités Técnico, Económico-Financiero y de Seguridad y Medio Ambiente, permitiendo establecer mecanismos de coordinación y seguimiento para el desarrollo de futuras actividades exploratorias del área. Asimismo, durante la gestión se concretó la firma definitiva del Joint Operating Agreement (JOA) entre ambas compañías, consolidando el marco de trabajo conjunto para el desarrollo del proyecto. Actualmente, el CSP continúa en proceso de revisión y gestión ante las instancias gubernamentales correspondientes.

De manera paralela, se llevaron adelante las gestiones técnicas y administrativas para la contratación del Servicio de Reprocesamiento Sísmico 2D Vitiacua, correspondiente a 518 km lineales de información sísmica, con el propósito de mejorar la calidad de la imagen sísmica y homologar los parámetros de procesamiento de distintas campañas sísmicas adquiridas en el área exploratoria. Este trabajo contempla la aplicación de tecnologías avanzadas de migración PSDM, RTM y CRAM, fundamentales para optimizar la interpretación estructural y reducir la incertidumbre exploratoria.



Figura N° 2
Mapa de ubicación del área Vitiacua con las líneas sísmicas a reprocesar



Adicionalmente, se realizó el seguimiento técnico a las actividades relacionadas con la construcción de caminos y planchada asociadas al futuro pozo exploratorio Vitiacua-X1 (VTA-X1).

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

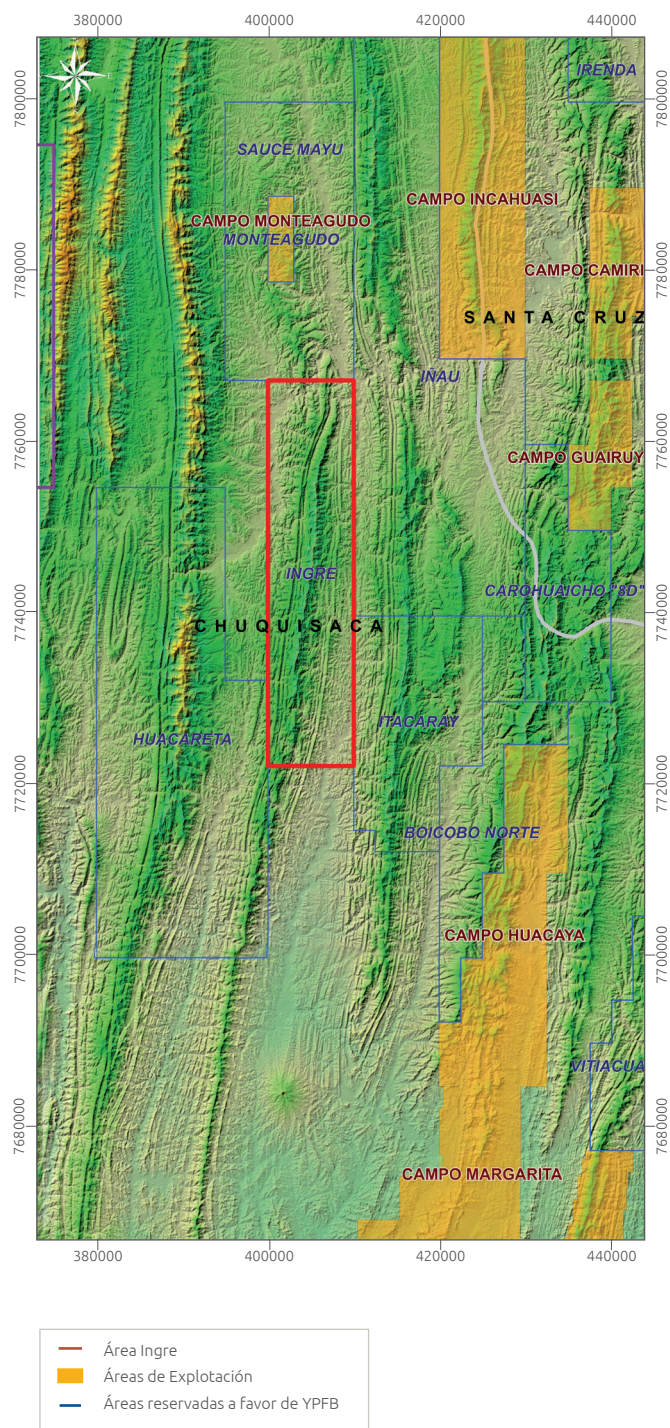
Área Exploratoria Ingre

Ubicación del área

El Área Exploratoria Ingre se encuentra ubicada en la provincia Hernando Siles del departamento de Chuquisaca, en la región meridional de Bolivia. Cuya superficie comprende 45.000 hectáreas (Ha) equivalente a 18 parcelas, distribuidas en un rectángulo elongado en sentido Norte-Sur de forma paralela a la orientación de los lineamientos estructurales. El área se encuentra emplazada sobre la serranía Ingre, correspondiente al lineamiento estructural Sauce Mayu–Ingre, y se localiza entre las serranías Yanguilo al oeste e Igüembe–Iñau al este. El Área Exploratoria Ingre se emplaza dentro de una zona de interés hidrocarburífero asociada al mismo lineamiento estructural del Campo Monteagudo, así como próxima a otros campos productores de gas y condensados aledaños. El proyecto tiene como principal objetivo la evaluación del potencial hidrocarburífero asociado principalmente a la Formación Huamampampa.



Figura N° 3
Mapa de ubicación del Área Ingre



Actividades relevantes

Durante la presente gestión, el Área Exploratoria Ingre continuó en etapa de evaluación técnica y económica, profundizando el análisis integral del proyecto mediante la revisión y actualización del modelo estructural y de la volumetría. Los estudios desarrollados durante la ejecución del PIE permitieron estimar un recurso Pmean para la Formación Huamampampa de 1.154,35 BCF de gas equivalente y 1.612,10 BCF in place. Asimismo, el análisis probabilístico de riesgo geológico determinó una probabilidad de éxito geológico (Pg) del 28%, considerada moderada dentro del contexto exploratorio regional.

En este contexto, se avanzó en la evaluación de nuevos escenarios de desarrollo orientados a optimizar la viabilidad del proyecto bajo las condiciones actuales del mercado. Paralelamente, se realizaron gestiones dirigidas a evaluar alternativas de asociación estratégica con otras compañías, con el propósito de fortalecer la factibilidad técnica y económica del proyecto.



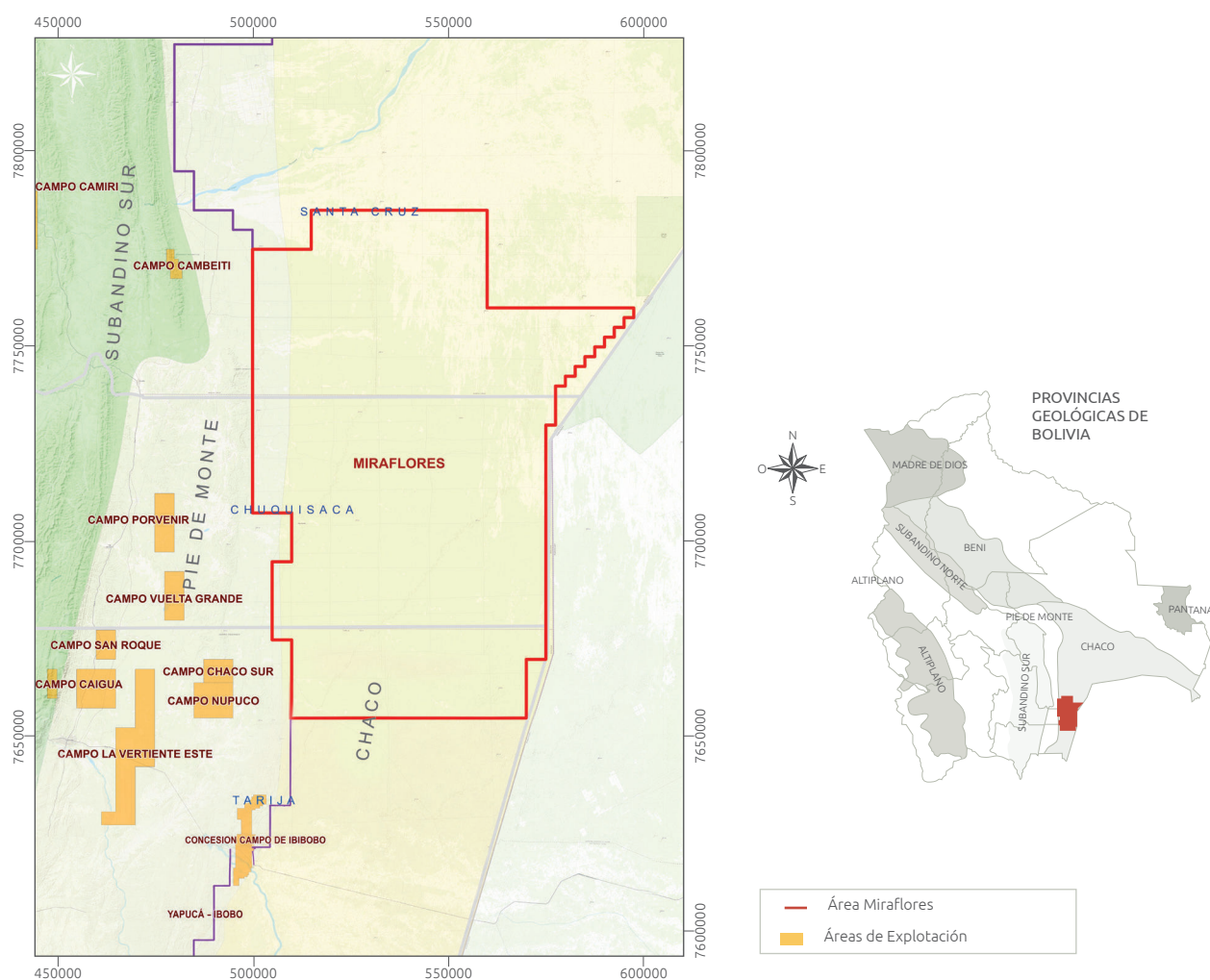
Área Exploratoria Miraflores

Ubicación del área

El área exploratoria Miraflores se encuentra en la región de la Llanura Chaqueña, abarcando las provincias de Cordillera, Luis Calvo y Gran Chaco, que pertenecen a los Departamentos de Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija. El área se extiende a lo largo de 922.500 hectáreas (Ha), equivalentes a un total de 361 parcelas.

Se encuentra ubicada en la provincia geológica de la Llanura Chaqueña, fuera de la Zona Tradicional Petrolera, constituyendo una oportunidad de interés para la evaluación de recursos no convencionales. El Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) tuvo como principal objetivo desarrollar una evaluación técnico-económica integral que permita determinar el potencial hidrocarburífero del área, enfocándose principalmente en los niveles heterolíticos de la Formación Los Monos como posibles reservorios tipo tight gas.

Figura N° 4
Mapa de ubicación del Área exploratoria Miraflores





Actividades relevantes

Entre las actividades más relevantes desarrolladas se encuentra la conclusión y presentación del Informe Final del PIE Miraflores en fecha 28 de octubre de 2025, documento que integró los resultados de la evaluación multidisciplinaria del área. El estudio permitió estimar un volumen de gas in place de 152 BCF para los niveles heterolíticos de la Formación Los Monos con una probabilidad de éxito geológico (PG) de 23%, proponiéndose conceptualmente el desarrollo de un proyecto piloto compuesto por una planchada multipozo con perforaciones horizontales y fracturamiento hidráulico.

Si bien los resultados técnicos permitieron establecer la existencia de un importante potencial gasífero no convencional en el área, la evaluación económica realizada determinó un escenario desfavorable bajo las condiciones actuales, concluyéndose que el proyecto no resulta económicamente viable para su desarrollo en las condiciones evaluadas.

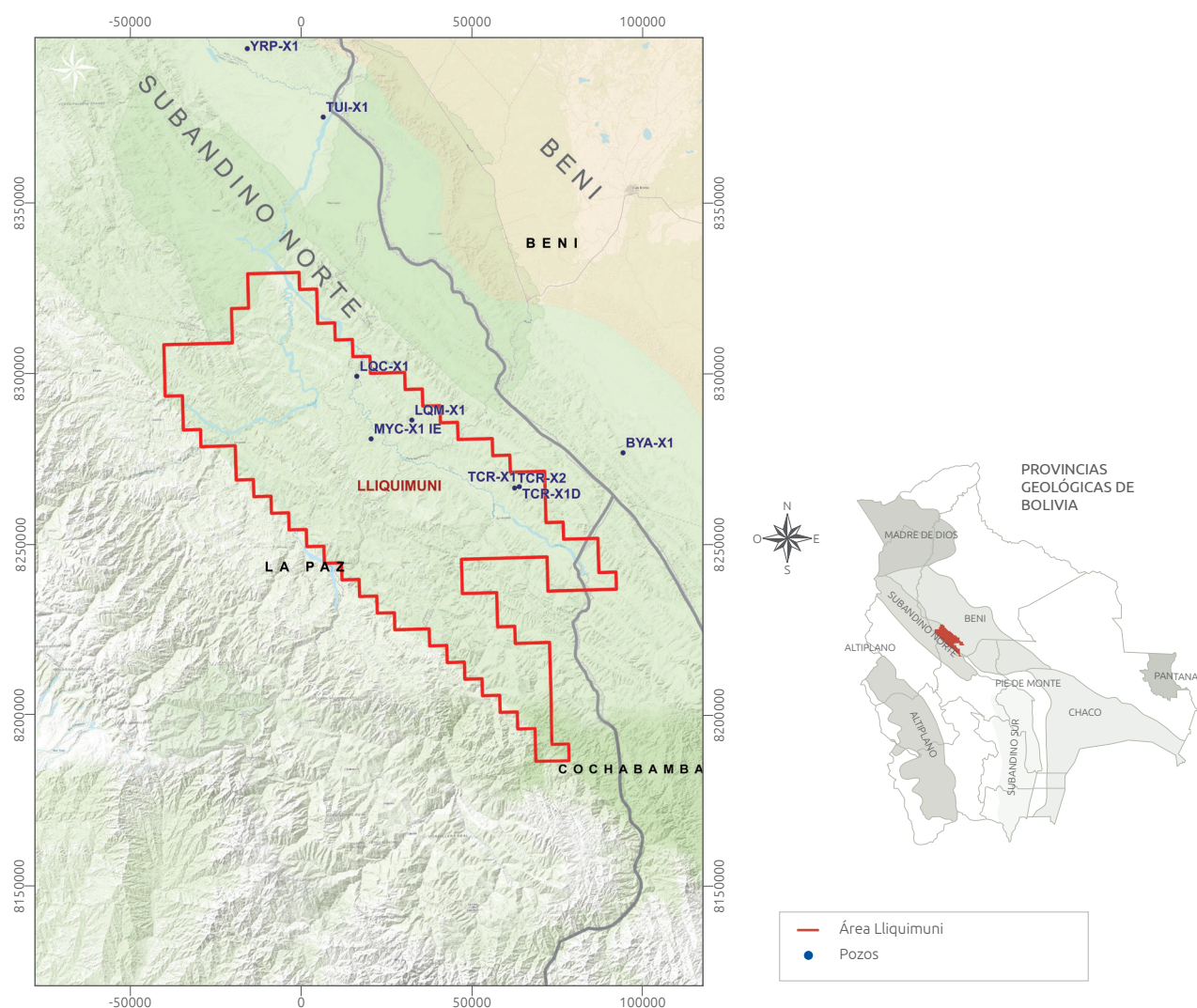
Área Exploratoria Lliquimuni

Ubicación del área

El Área Exploratoria Lliquimuni comprende aproximadamente 675.000 hectáreas (Ha) correspondientes a 270 parcelas, distribuidas en las provincias Franz Tamayo, Sud Yungas, Larecaja y Caranavi del departamento de La Paz. Geográficamente, el área se extiende de oeste a este entre las serranías de Carrasco y Marimonos, dentro del Subandino Norte boliviano.

Presenta un importante potencial exploratorio a partir de los resultados obtenidos en el pozo Mayaya Centro-X1 perforado por YPFB, los cuales permitieron confirmar la presencia de un sistema petrolero activo y abrir nuevas perspectivas exploratorias para la región. En este contexto, Lliquimuni constituye un área de interés estratégico para la evaluación de nuevas oportunidades hidrocarburíferas.

Figura N° 5
Mapa de ubicación Área Lliquimuni



Actividades relevantes

Durante la gestión 2025 se suscribió un Memorándum de Entendimiento entre YPFB y YPFB Andina S.A., con una vigencia de dos años, orientado a establecer un marco de cooperación técnica para la evaluación del potencial hidrocarburífero del Área Reservada Lliquimuni.

Como parte de las actividades ejecutadas, se desarrollaron dos campañas de reconocimiento geológico de campo. La primera, realizada en agosto de 2025, el cual permitió efectuar un reconocimiento preliminar de las características geológicas regionales y de las unidades estratigráficas aflorantes presentes en el área de estudio. Posteriormente, durante los meses de marzo y abril de 2026, se ejecutó una segunda campaña enfocada en el reconocimiento geológico de superficie y toma de muestras para análisis de laboratorio.

Figura N° 6
Mapa Lliquimuni de la transecta relevada y fotografías de campo - campaña 1

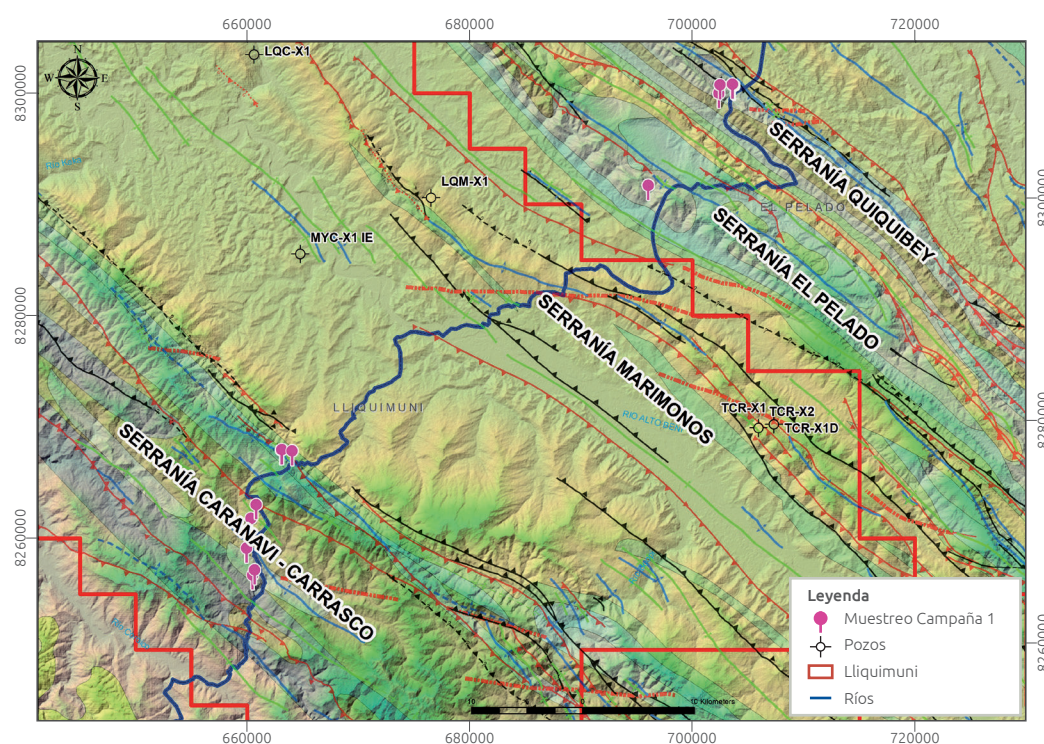
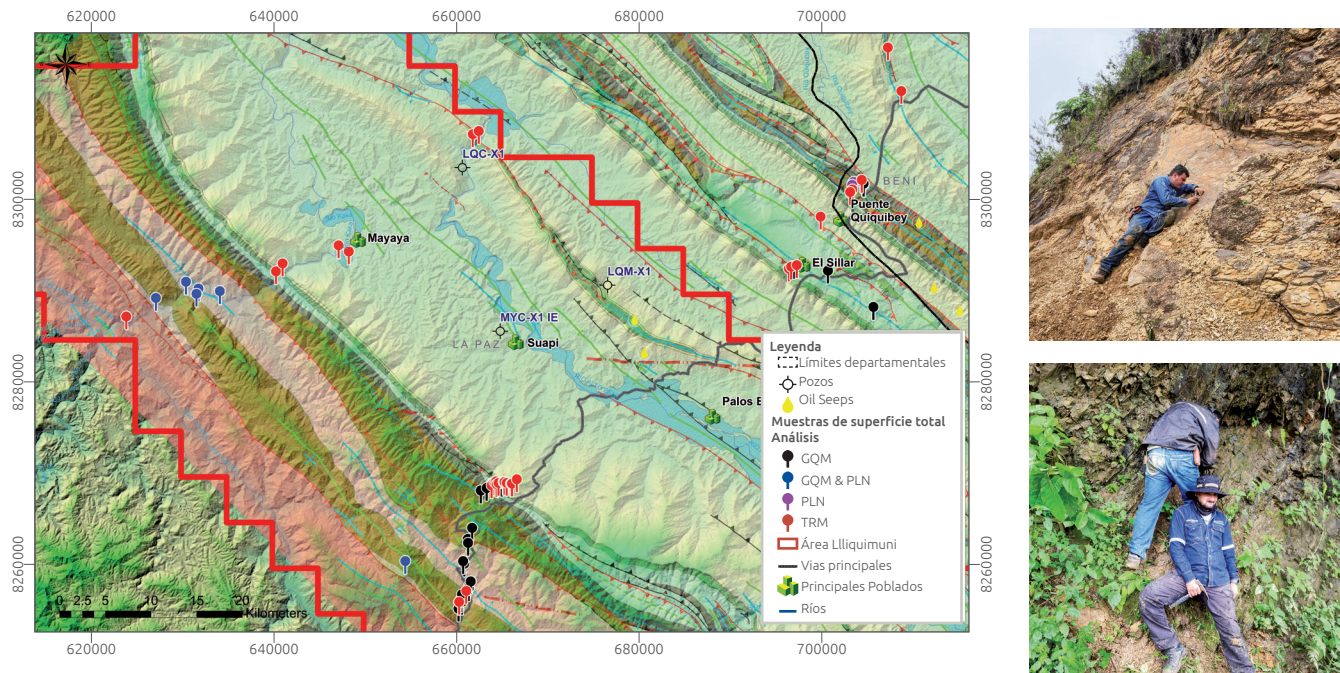


Figura N° 7
Mapa de ubicación Lliquimuni de los puntos de muestreo y fotografías de campo campaña 2



La información recopilada durante ambas campañas constituyó una base técnica importante para la elaboración de un mapa geológico actualizado y sustentar futuras etapas de evaluación exploratoria.

En función de los resultados obtenidos y con el objetivo de avanzar hacia una evaluación técnica de mayor alcance, en fecha 18 de marzo de 2026 YPFB Andina S.A. manifestó formalmente a YPFB su decisión de concluir el Memorándum de Entendimiento y migrar a la modalidad de Proyecto Inicial Exploratorio (PIE), solicitud que fue aprobada el 23 de abril de 2026, estableciéndose un plazo de 12 meses para el desarrollo de las actividades para la evaluación del área.



**Evolución
del proyecto
exploratorio
estratégico**



Áreas bajo modalidad de servicios integrados

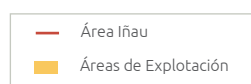
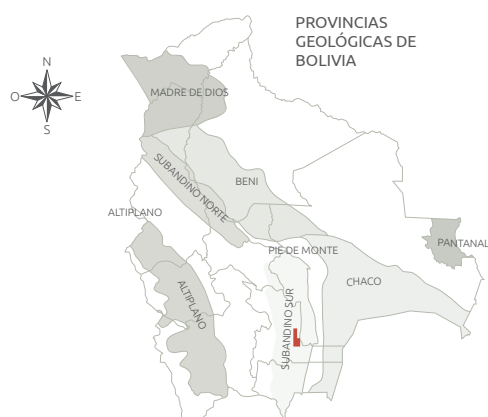
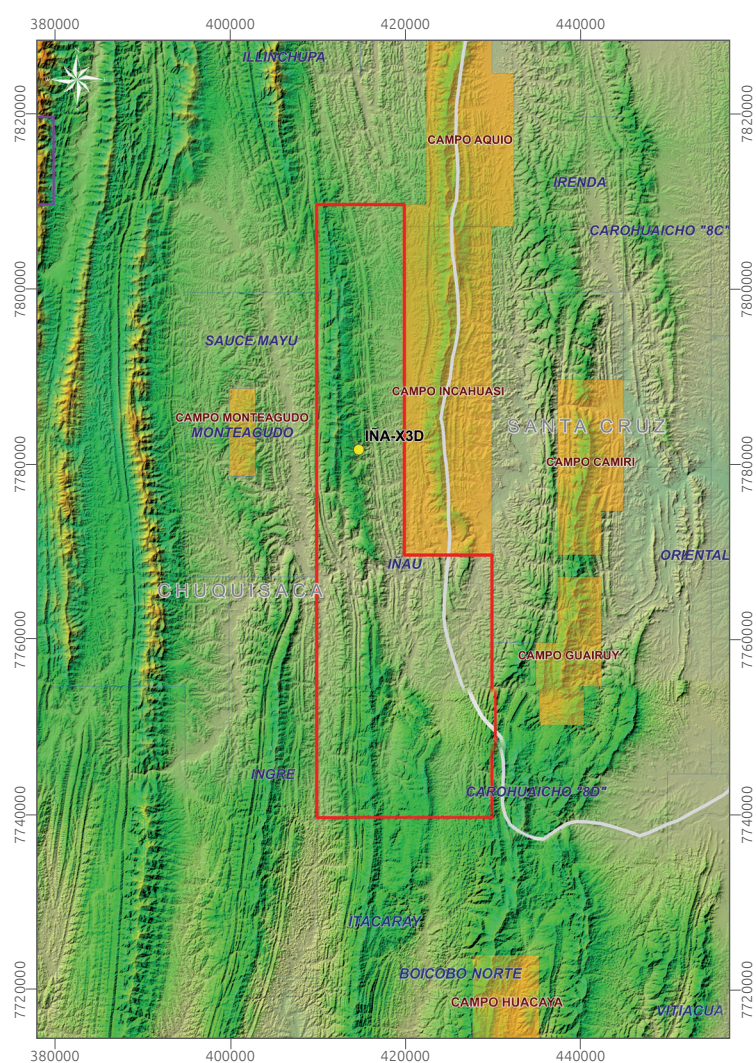
Área exploratoria Iñau

YPFB Andina S.A. ejecutó la perforación del pozo exploratorio Iñau-X3D bajo la modalidad de Servicios Integrados, en el marco de una estrategia orientada a expandir su core business y fortalecer su participación en el mercado nacional de servicios integrados para proyectos exploratorios. Esta iniciativa, desarrollada en coordinación con YPFB Casa Matriz, permitió consolidar la experiencia operativa y técnica de la compañía en la ejecución de proyectos exploratorios de alta complejidad, fortaleciendo su posicionamiento dentro del sector hidrocarburífero y contribuyendo a la generación de nuevas oportunidades de negocio.

Ubicación del área

El Área Exploratoria Iñau se localiza en el Subandino Sur, entre los departamentos de Chuquisaca y Santa Cruz, la cual se constituye como una de las provincias hidrocarburíferas más importantes del país. Su ubicación estratégica la sitúa próxima a relevantes campos productores de hidrocarburos, entre ellos Monteagudo hacia el sector occidental, así como los campos gasíferos Incahuasi y Aquio al este, asociados al lineamiento estructural de la serranía de Incahuasi.

Figura N° 8
Mapa de ubicación Área Exploratoria Iñau y Pozo Iñau-X3D





Fotografías Pozo IÑA-X3D

Actividades relevantes

La perforación del pozo dirigido IÑA-X3D se inició el 03 de diciembre de 2024 utilizando el equipo BHDC-13 de la compañía CNPC, cuya capacidad era de 3000 HP. Durante la ejecución del pozo se realizó un control y seguimiento estratigráfico continuo de la secuencia perforada, teniendo como principales objetivos las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa. El pozo fue planificado para evaluar la estructura asociada a una trampa de pliegue por propagación de falla, caracterizada por flancos apretados y cierre en cuatro direcciones, con potencial de acumulación de gas y condensado.

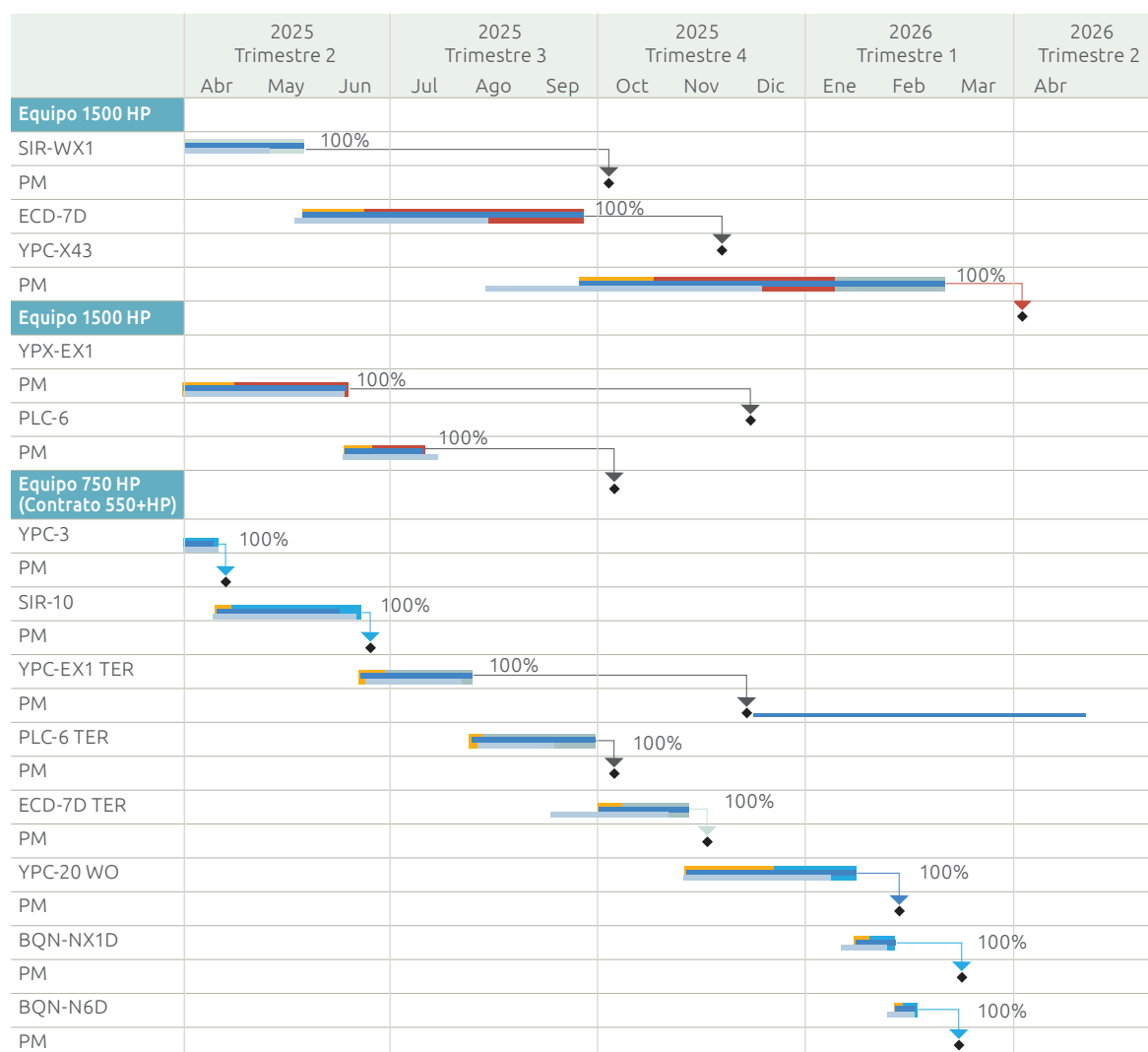
Asimismo, se realizó la actualización y análisis permanente del modelo estructural con base en la información obtenida durante la perforación, permitiendo optimizar el entendimiento geológico y estructural del área. El modelo exploratorio fue sustentado mediante analogías con importantes campos productores del Subandino Sur, como Incahuasi, Margarita-Huacaya y Sábalo, además de la integración de información proveniente de pozos de referencia regionales.

Estas actividades fueron desarrolladas en coordinación permanente con YPFB Casa Matriz y las diferentes gerencias técnicas y operativas involucradas, con el propósito de asegurar el cumplimiento eficiente del proyecto. Cabe destacar que, YPFB Andina S.A. aportó su experiencia técnica y operativa para la conclusión exitosa de la perforación, garantizando que las actividades se desarrollen bajo altos estándares técnicos, operativos y de seguridad.

■ ■ ■ 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° 3
Programación de la campaña de perforación, terminación e intervención



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Proyectos ejecutados desde abril de 2025 a abril de 2026

Perforación SIR-WX1

La Perforación del pozo SIR-WX1 (Sirari Oeste Exploratorio 1) se realizó entre el 17/12/2024 al 14/02/2025, y alcanzo la profundidad de 3800 m. La etapa de Terminación del pozo se efectuó desde el 14/02/25 al 23/05/2025, con la adquisición de registros en hueco entubado, a partir de la información adquirida se realizaron 6 pruebas de producción con los siguientes resultados:

Ar. Sara inferior y Ar. S/N, ambos negativos, Ar. Sara Superior con resultado positivo (Petróleo). Y los punzados en Formación Ichoa, Yantata y Cajones resultaron negativos.

El pozo fue terminado con arreglo simple con válvulas de gas lift habilitando la Ar. Sara Superior. Por los resultados obtenidos se realizó una prueba de larga duración para evaluar el comportamiento de producción del pozo, a continuación, la prueba de producción de larga duración realizada.

Figura N° 9
Prueba de producción con equipo y extendida - Pozo SIR-WX1

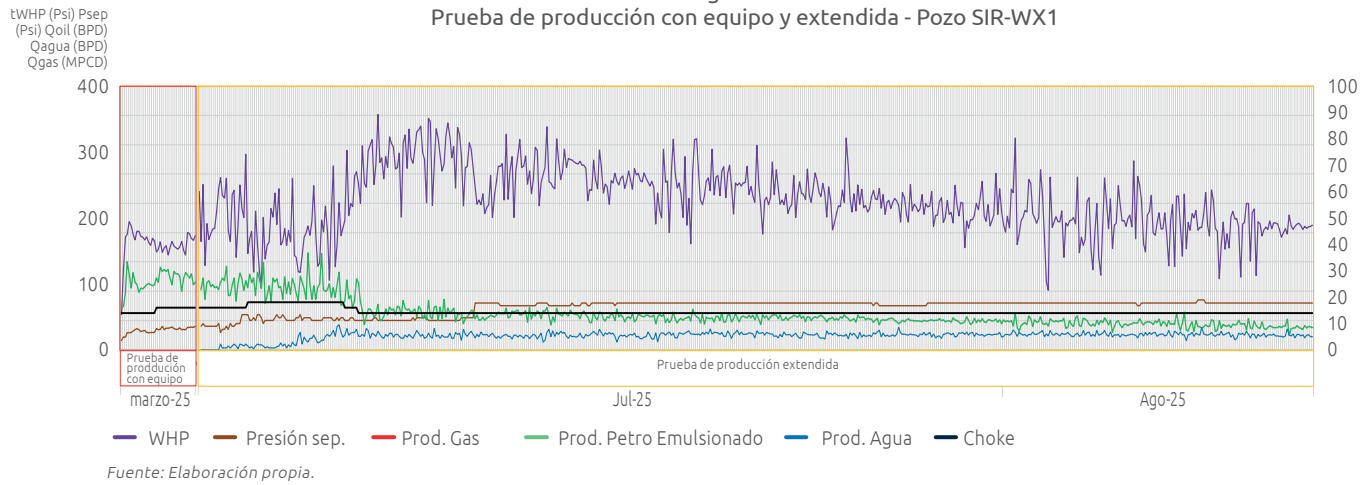
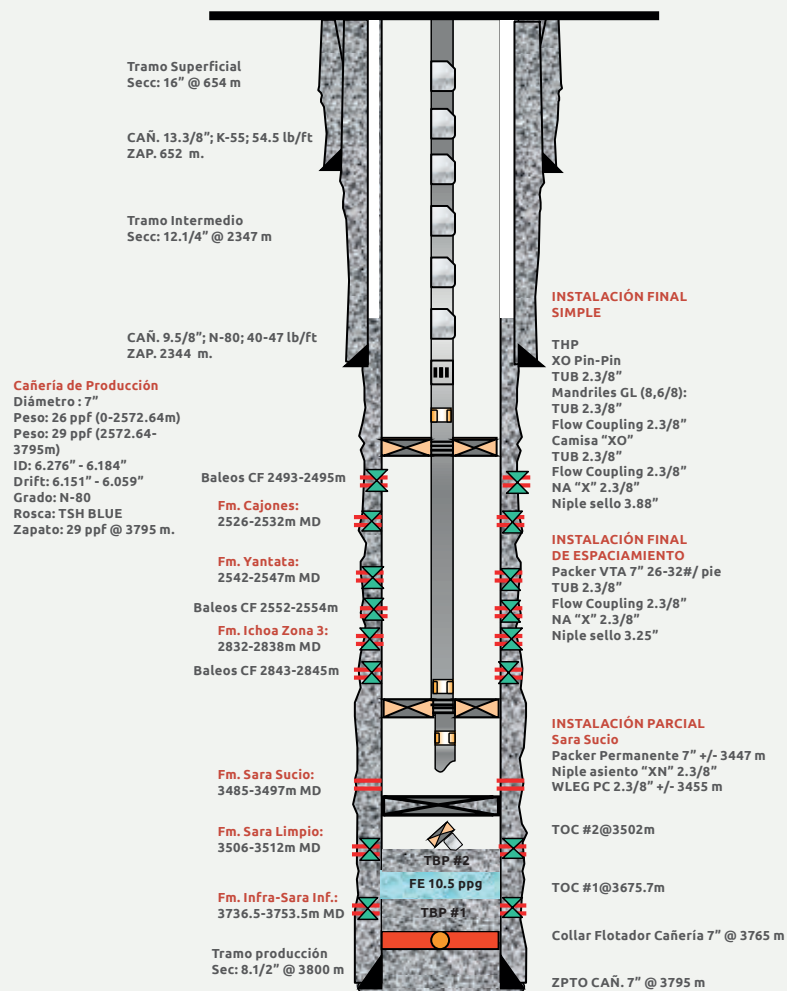


Figura N° 10
Estado subsuperficial propuesto
terminación Pozo SIR-WX1



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

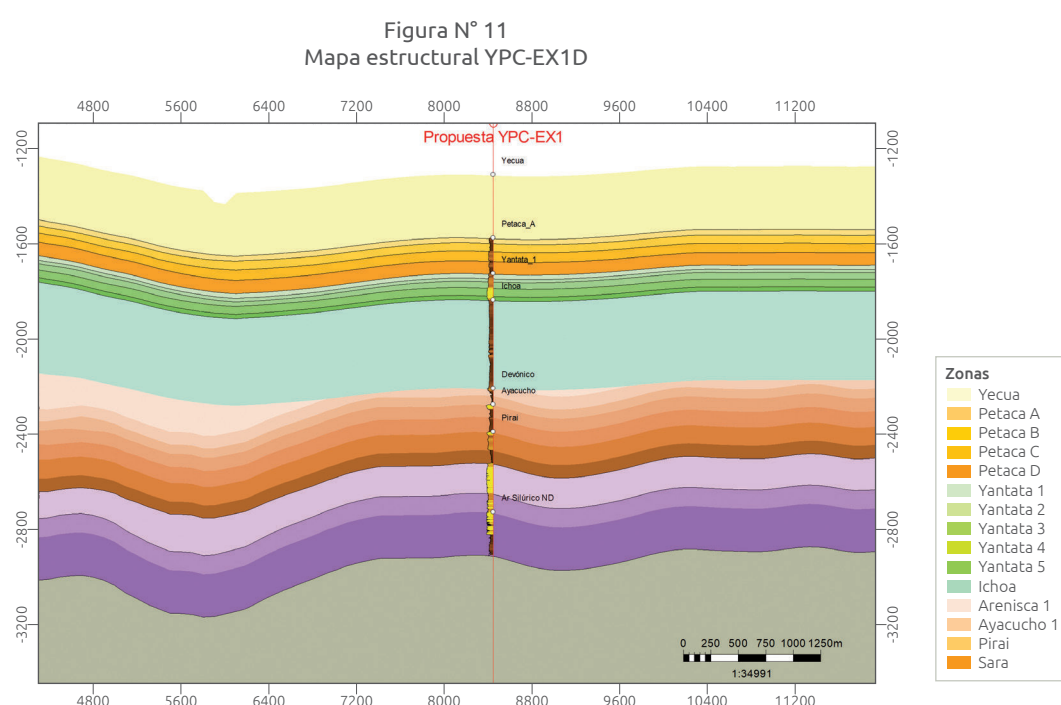
Una vez concluida la línea de producción, se intentó abrir el pozo a producción para continuar su evaluación, sin embargo, los resultados fueron negativos debido a una acuatización temprana de la zona productora.

Perforación YPC-EX1D

El proyecto YPC-EX1D se encuentra ubicado en el extremo nororiental del área de contrato Yapacaní, es una estructura anticlinal, con cierres estructurales independientes a la de la estructura anticlinal tradicional de Yapacaní.

Se trata de un pozo dirigido que alcanzó una profundidad de +/- 2.940 m MD, atravesando los niveles objetivo Ar. Ayacucho y Ar. Sara en una posición estructural favorable de acuerdo con la información de pozos análogos en el área.

Abajo se muestra un corte geológico con la trayectoria del pozo y la secuencia estratigráfica a atravesar y el estado subsuperficial final:



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Proyecto YPC-EX1D, ubicado en una estructura anticlinal con cierres estructurales independientes a la de la estructura anticlinal tradicional de Yapacaní.

Objetivo Principal

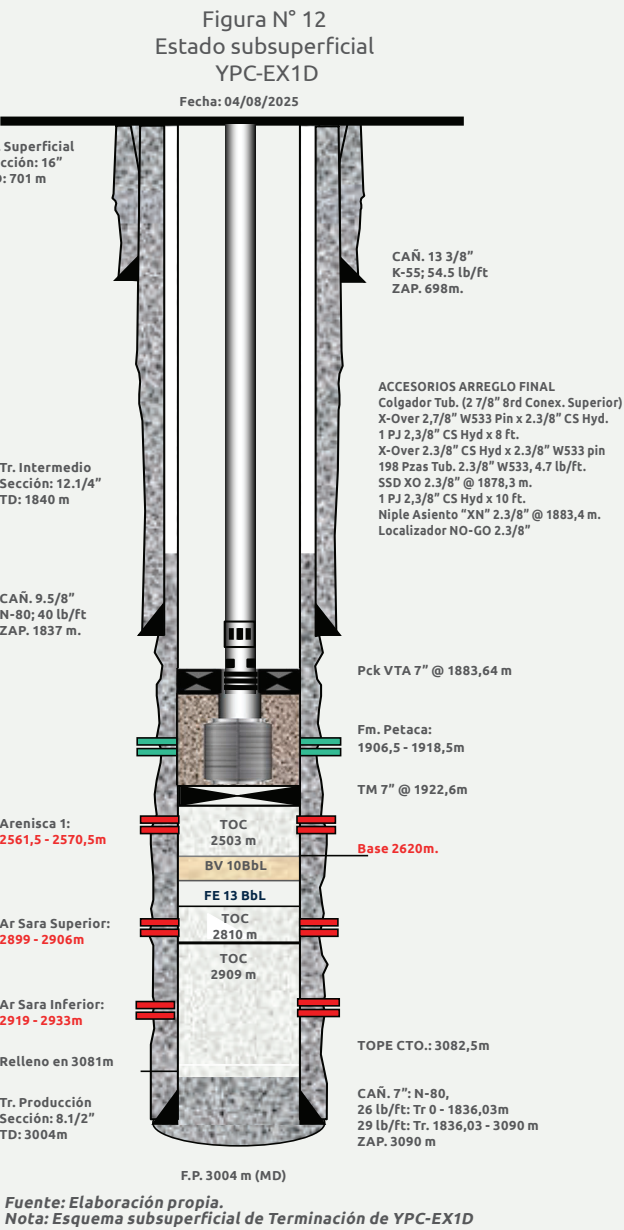
Investigar acumulación comercial de hidrocarburos en las Formaciones Robore (Ar. Ayacucho) y Formación El Carmen (Ar. Sara).

Durante la terminación del pozo se realizaron cuatro (4) pruebas de producción:

- Reservoir Sara tramo 2.919-2.933 m.
- Reservoir Sara tramo 2.899-2.905 m.
- Reservoir Arenisca 1 tramo 2.561,5-2.570,5 m.
- Reservoir Petaca tramo 1.906,5-1.918,5 m.

Las primeras tres pruebas con resultados negativos por agua de formación, siendo la única prueba positiva realizada en Petaca con buenos resultados para producción de gas condensado. Por estos resultados se deja el pozo terminado al reservorio Petaca con arreglo de terminación simple con empaque de grava como método de control de arena.

Líneas abajo la prueba de producción realizada en el pozo durante la terminación y el estado de producción actual.



Cuadro N° 4
Resultados de la prueba de producción

Prueba de Producción tramo Petaca A Tramo 1880-1885 m								
Fecha	Ck	Pcab (Psi)	Psep (Psi)	Caudal Gas (MMpcd)	Caudal Pet (Bpd)	Caudal Agua (Bpd)	°API	RGP (pc/bbl)
27/7/2025	8	2098	880	700	8	0	63	87.500
29/7/2025	10	2222	880	1142	14	0	63	81.500
26/9/2025	16	2058	880	1694	17	1	63	99.647

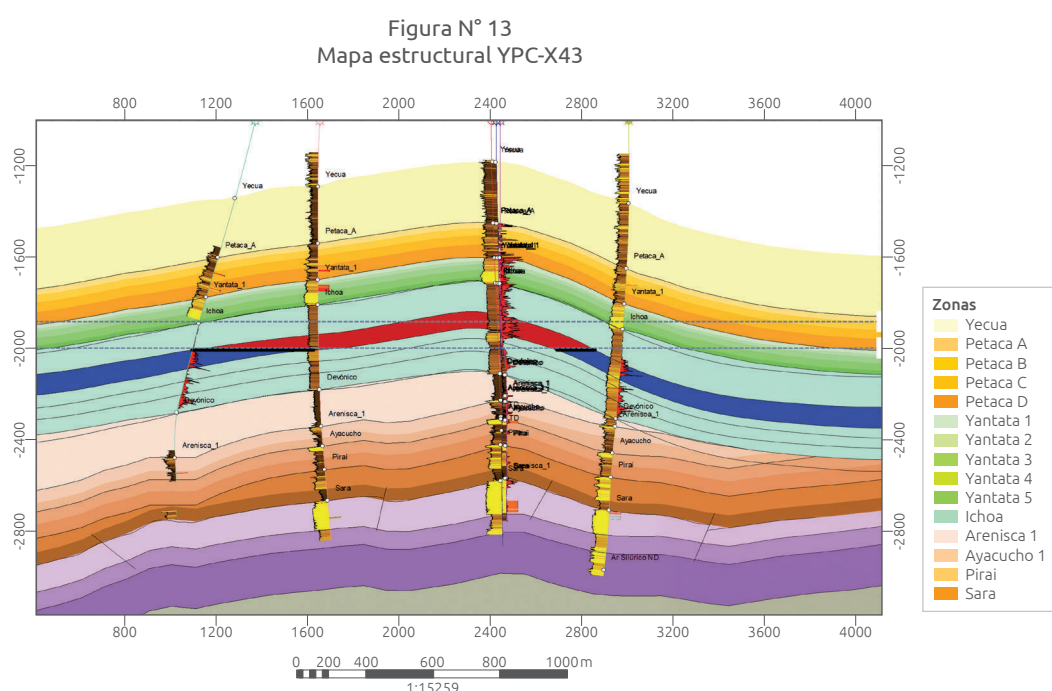
Fuente: Elaboración propia.

Actualmente el proyecto se encuentra entregando su producción continua a la planta de proceso Yapacaní.

Perforación YPC-X43

El objetivo principal del proyecto es investigar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en la Formación Ichoa y producir volúmenes de reservas existentes de la Fm. Yantata.

A continuación, se muestra un corte geológico con la trayectoria del pozo y la secuencia estratigráfica a atravesar.

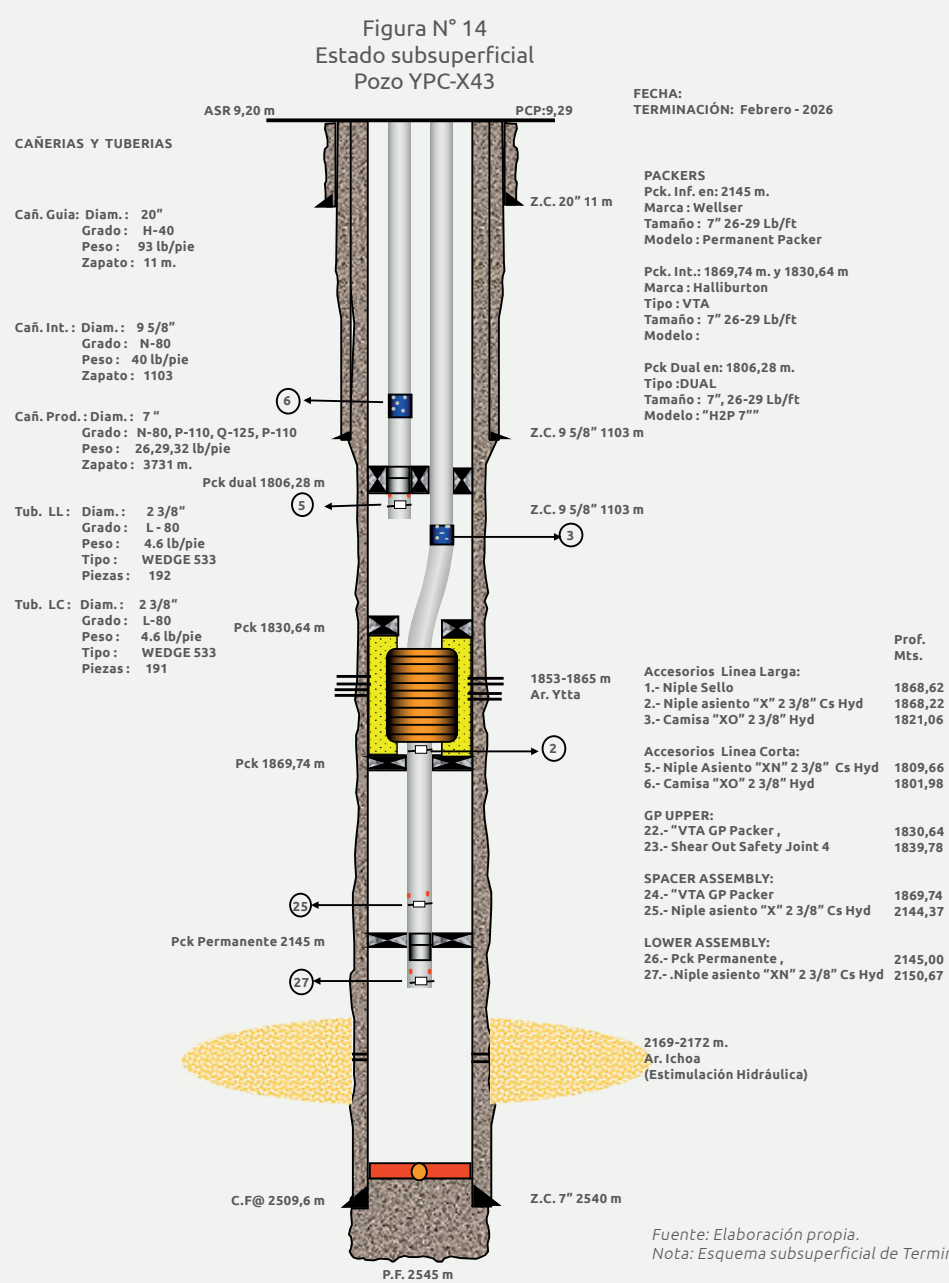


Fuente: Elaboración propia.

Nota: Proyecto YPC-X43, ubicado en una estructura anticlinal con cierres estructurales independientes a la de la estructura anticlinal tradicional de Fm. Yantata.

La terminación se realizó entre el 12/01/2026 y el 28/02/2026, periodo en el cual se realizaron pruebas de producción con resultados positivos en producción de gas y condensado en los reservorios Yantata (desarrollo de reservas) e Ichoa (nivel exploratorio en el cual se realizó una estimulación hidráulica).

El pozo se completó con una terminación dual y estimulación hidráulica en el reservorio Ichoa.



Cuadro N° 5
Prueba de producción Yantata

Fecha	Reser- vorio	Tramo	tiempo	Ck	Pet/ Cond		GAS	RGP	AGUA	RAG	Salin	pH	P Surg.	P/T Sep
		M	Hrs.	n/64"	bpd	°API	Mpcd	pc/bbl	bpd	bbl/MMpc	ppm Cl-		psi	psi/°F
2/4/26	Yantata	1853 - 1865	24	16	7	56	1.614	230.000	4,00	2,20	23.000	7	1.070	496/80

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 6
Post Estimulación ICHOA 2.169,0 - 2.172,0m

		Presiones			Gas			Petróleo				Agua				
Fecha	Tiempo PPD	Choke	WHP	Presión Sep	Gas Prod	Gas Quema	Tt. Que- ma	Petróleo	Petróleo Acum.	Total Acum.	Densidad	Agua	Agua Acum	Total Acum	Salini- dad	PH
D-M-A	Hrs.	/64"	Psi	Psi	MPCD	MPCD	MPC Gas	BPD	BBL	BBL	API	BPD	BBL	BBL	(mg/l) CL	-
1/2/26	16	10	2.433	969	1.308	872	872	10	6,63	7	59	14	7,7	8	2.000	7,0
2/2/26	4	8	2.434	1.000	901	150	1.022	10	1,7	8	59	1	3,0	11		
3/2/26	27	10	2.427	993	1.324	1.268	2.291	12	11,2	19	58	4	3,6	14	2.200	8,4
4/2/26	18	12	2.379	993	1.945	1.459	3.750	14	10,2	30	57	6	4,1	18	10.000	8,0

Fuente: Elaboración propia.

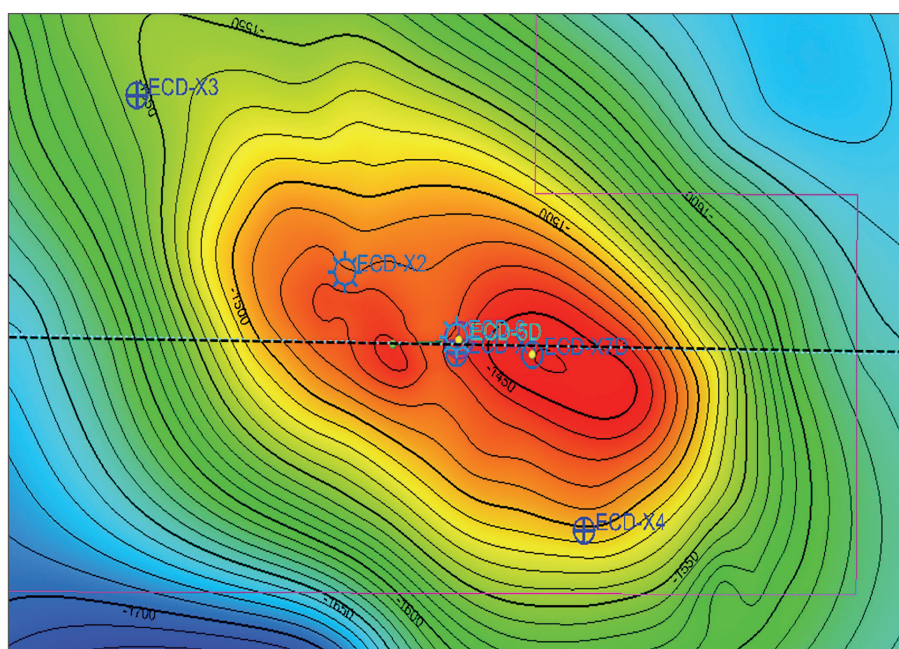
Considerando que el reservorio Ichoa no cuenta con otros pozos productores en el campo, se planificaron actividades de prueba de producción extendida, monitoreo de comportamiento de la presión de reservorio y adquisición de muestras de fluidos para análisis PVT, con la finalidad de comprobar la producción continua y estable en el tiempo de este nivel productivo.

Los resultados encontrados en la Formación Ichoa son alentadores. Se deberá corroborar la continuidad y la extensión de este nuevo reservorio mediante la intervención o perforación de otros pozos con el mismo objetivo, para determinar si se ha descubierto una acumulación de gas comercial.

Perforación ECD-5D

El proyecto pozo ECD-5D se ubica en la planchada existente (ECD-6) se trata de un pozo dirigido hacia el Oeste y alcanzará una profundidad final de +/- 2.100 m TVD.

Figura N° 15
Perforación ECD-5D



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Mapa Estructural referido al tope EDC-5D con la ubicación del proyecto.

Objetivo Principal

Desarrollar reservas de gas y condensado de los reservorios Petaca A y Petaca B.

Estado Actual del proyecto

Se inicio perforación el 19/09/2024, llegando a la profundidad final de 2.250 m MD, en la sección de 8.5" se obtuvo información de registros de pozo, que permitieron actualizar el modelo estructural del campo, así también realizar la evaluación petrofísica de los niveles de interés (Petaca A y Petaca B), con los datos obtenidos se procedió a evaluar los niveles visualizados con los siguientes resultados.

Cuadro N° 7
Pruebas de producción 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	MMpcd	BPD	°	BPD	Psi	PC/Bbl
02/12/2024	24	12	1.050	718	7	61	4	500	102.571
23/03/2025	48	12	1.493	1.074	17	63	8	917	63.175

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	MMpcd	BPD	°	BPD	Psi	PC/Bbl
02/11/2024	12	10	1.036	190	2	62	8	500	95.000
03/11/2024	18	12	987	205	5	62	8	500	40.600

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 de 2024, con la instalación del arbolito de producción.

Perforación ECD-7D

El proyecto pozo ECD-X7D se encuentra ubicado en una estructura anticlinal, con cierres estructurales para las Formaciones Petaca y El Carmen, objetivos del proyecto.

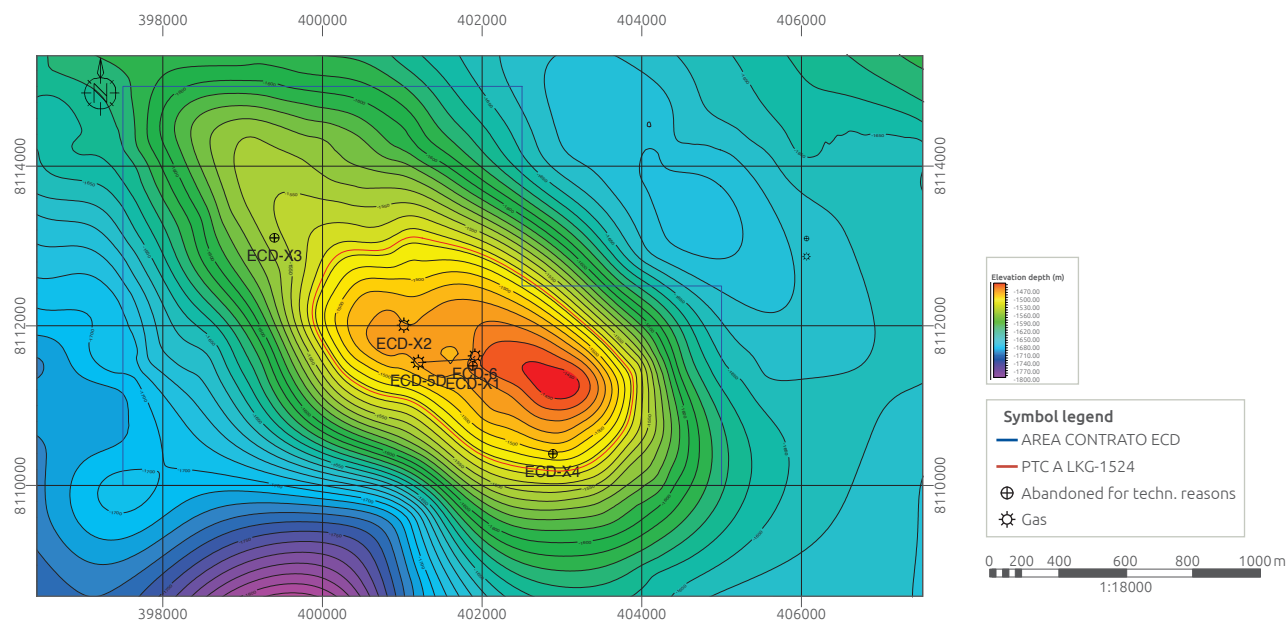
Objetivo Principal

Desarrollar reservas de gas y condensado del Reservorio Petaca.

Estado Actual del proyecto

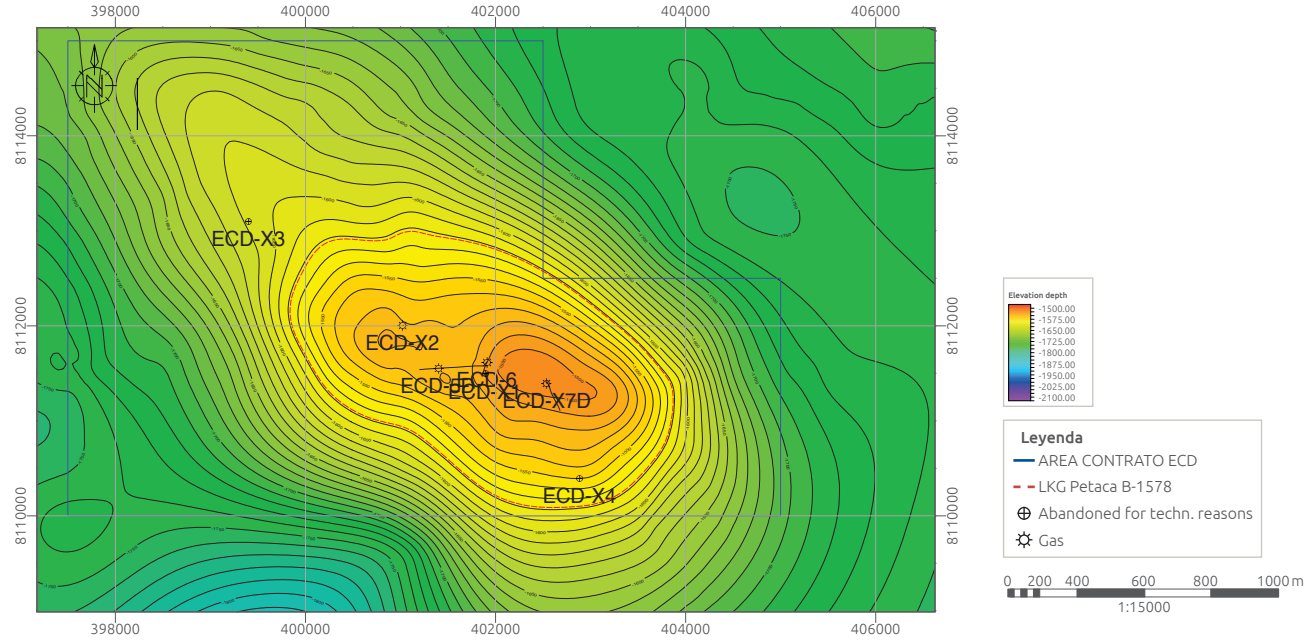
Se inicio perforación el 23/06/2025 Se trata de un pozo dirigido tipo "J", que alcanzó una profundidad de 3.872m, atravesando los niveles objetivo en una posición estructural favorable (pozo alto estructural con respecto a los existentes) para la Formación Petaca con buena calidad de reservorio de acuerdo con la información obtenida.

Figura N° 18
Perforación ECD-7D



Fuente: Elaboración propia.
Nota: Mapa Estructural referido al tope EDC-7D con la ubicación del proyecto.

Figura N° 19
Perforación ECD-7D



Fuente: Elaboración propia.
Nota: Mapa Estructural referido al tope EDC-7D con la ubicación del proyecto.

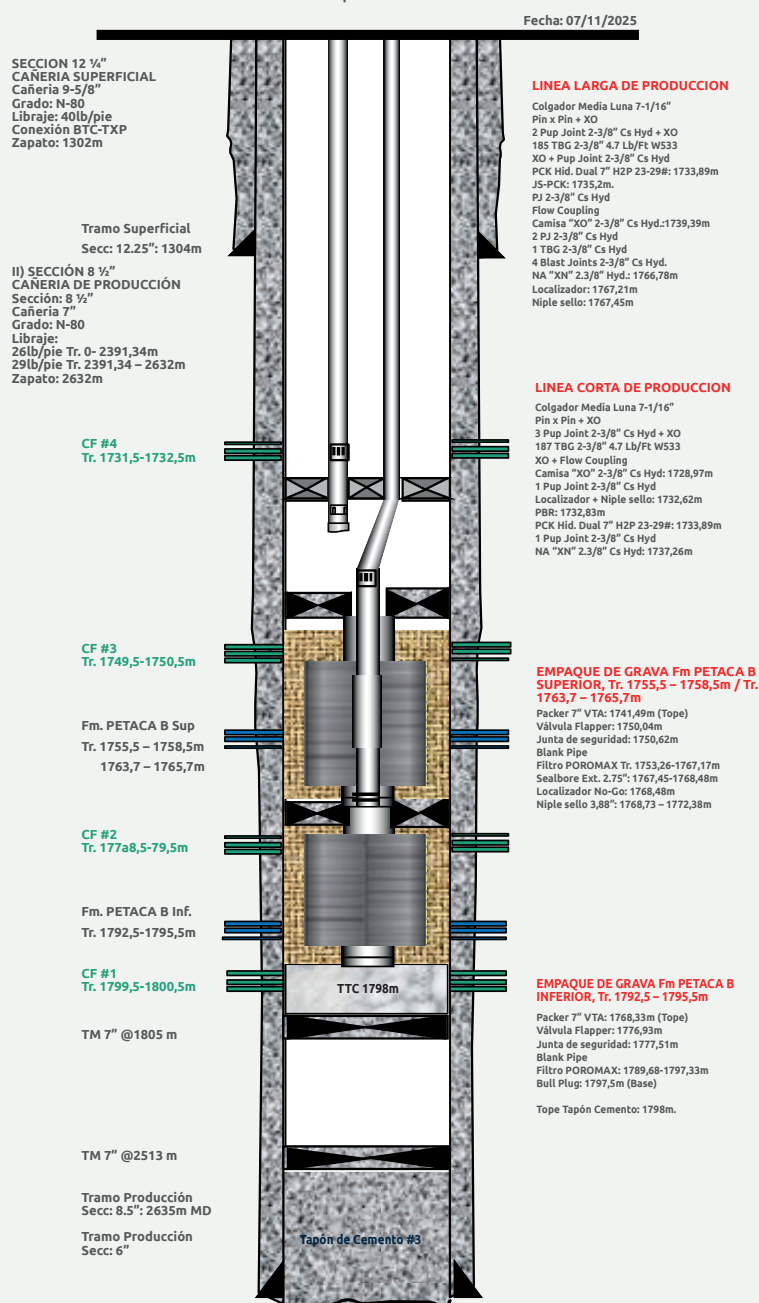
Resultados alcanzados (pruebas en Planchada):

Cuadro N° 8
Resultados PPD Petaca B Sup. 1.755,5 - 1.758,5 / 1.763,7 - 1.765,7

Fecha	Hora			Presiones			Gas	Petróleo		Agua
	Inicio	Fin	Tiempo PPD	Choke	WHP	Presión Sep	Gas Prod.	Petróleo	Densidad	Agua
D-M-A	Hrs.		Hrs	/64"	Psi	Psi	MPCD	BPD	API	BPD
28-oct-25	12:00 a.m	6:00 a.m	7	8	2.015	1.010	702	5	67,4	-
29-oct-25	7:00 a.m	12:00 a.m	17	8	2.023	1.026	784	12	66,7	-
29-oct-25	1:00 a.m	6:00 am	7	10	2.046	1.029	1.082	19	66,8	-
30-oct-25	7:00 a.m	12:00 a.m	18	10	2.043	1.034	1.065	17	67,0	-

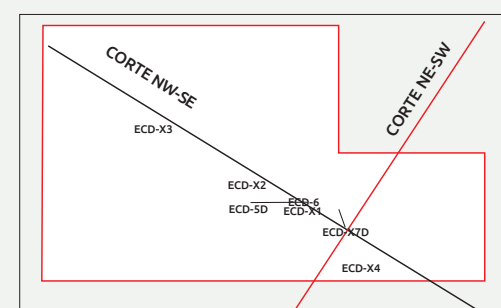
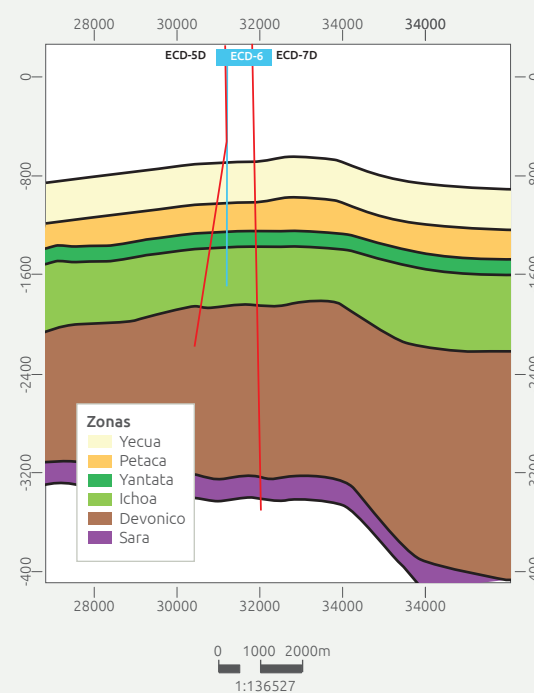
Fuente: Elaboración propia.
Nota: Caudales de producción inicial del reservorio Petaca. B

Figura N° 20
Estado Subsuperficial Pozo ECD-7D



Fuente: Elaboración propia.

Figura N° 21
Perforación ECD-7D



Fuente: Elaboración propia.
Nota: Mapa Estructural referido al corte geológico con la ubicación del proyecto.

Cuadro N° 9
Resultados de la prueba de producción Petaca B 1.792,5 - 1.795,5M

Fecha	Hora			Presiones			Gas	Petróleo		Agua		
	Inicio	Fin	Tiempo PPD	Choke	WHP	Presión Sep	Gas Prod.	Petróleo	Densidad	Agua	Salinidad	PH
D-M-A			Hrs	/64"	Psi	Psi	MPCD	BPD	API	BPD	(mg/l)CL	
20-oct-25	2.00 AM.	6.00 AM.	5	8	1.857	1.038	701	3	66,8	1,4	102.000	8.0
21-oct-25	7.00 AM.	6.00 AM.	24	8	1.901	1.042	740	16	68,3	1,5	100.000	8.5
22-oct-25	7.00 AM.	6.00 AM.	24	10	1.936	1.007	1.090	21	67,5	1,3	98.000	85
23-oct-25	7.00 AM.	10.00 AM.	4	10	1.948	1.000	1.102	22	68,1	0	-	-

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

Perforación PLC-6

El proyecto PLC-6 se encuentra ubicado al norte del área de contrato del campo Palacios, se caracteriza por ser un anticlinal asimétrico con eje de dirección suroeste-noreste.

Objetivo Principal

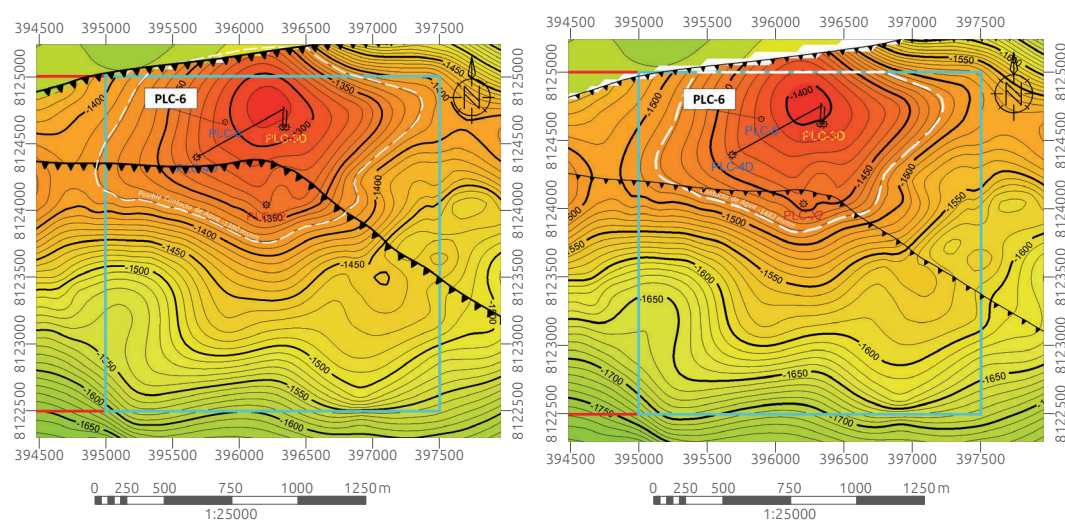
Desarrollar reservas de gas y condensado de los Reservorios Petaca y Yantata.

Estado Actual del proyecto

Se inicio perforación el 11/06/2025. Se trata de un pozo vertical que alcanzó una profundidad de 1.775 m MD, atravesando los niveles objetivo Petaca y Yantata en una posición estructural favorable de acuerdo con la información de pozos análogos en el área y a la sísmica 2D.

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

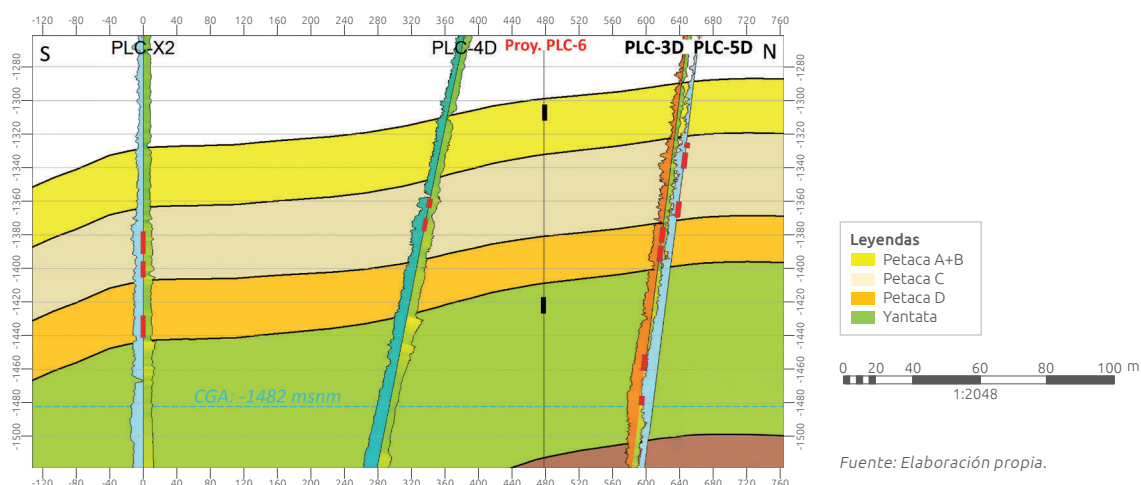
Figura N° 22
Perforación PLC-6



Fuente: Elaboración propia.

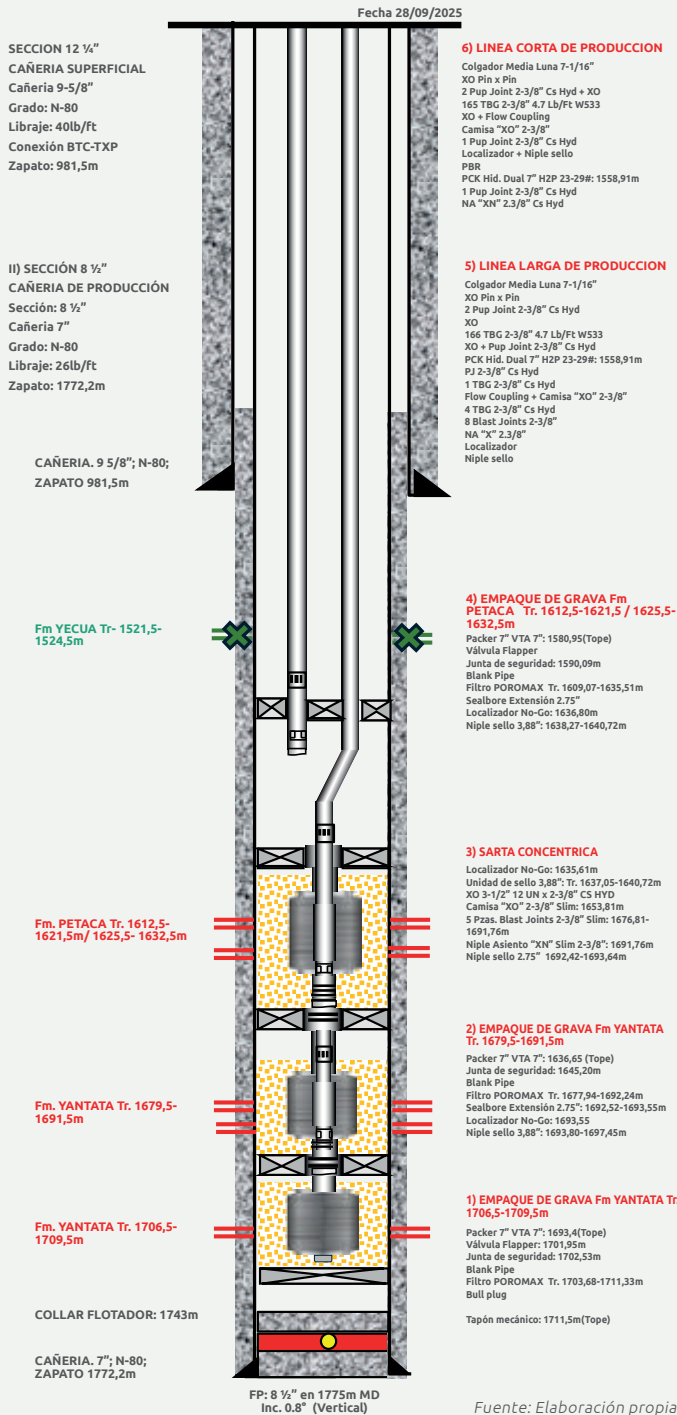
Nota: Mapa Estructural referido al tope PLC-6 con la ubicación del proyecto.

Figura N° 23
Perforación PLCD- Petaca Yantata



Fuente: Elaboración propia.

Figura N° 24
Estado subsuperficial terminación pozo PLC-6
Doble selectivo Petaca - Yantata MOC



Resultados alcanzados (pruebas en Planchada):

Cuadro N° 10
Resultados de la prueba de producción Petaca (1.612,5 - 1.621,5 - 1.632,4)m

Fecha	Hora			Presiones			Gas		Petróleo				Agua			
	Inicio	Fin	Tiempo PPD	Choke	WHP	Presión Sep	Gas Prod.	Petróleo	Petróleo Acum.	Total Acum.	Densidad	Agua	Agua Acum.	Total Acum.	Salinidad	PH
D-M-A			Hrs	/64"	Psi	Psi	MPCD	BPD	BBL	BBL	API	BPD	BBL	BBL	(mg/l)CL	
24-oct-25	6.00 AM.	6.00 PM.	12	12	1.484	996	1.237	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24-oct-25	6.00 PM.	6.00 AM.	12	14	1.455	1.016	1.489	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	-	-
25-oct-25	6.00 AM.	6.00 PM.	12	16	1.412	1.033	1.762	7,03	0,30	0,30	0	0,00	0,00	0,00	-	-

Fuente: Elaboración propia.
Nota: Resultados producción Petaca.

Cuadro N° 11
Resultados de la prueba de producción Yantata

Fecha	Hora			Presiones			Gas	Petróleo	Agua				Despacho a Planta
	Inicio	Fin	Tiempo PPD	Choke	WHP	Presión Sep	Gas Prod.	Petróleo	Densidad	Agua	Salinidad	PH	
D-M-A			Hrs	/64"	Psi	Psi	MPCD	BPD	API	BPD	(mg/l)CL	-	BBL
22-oct-25	9.30 AM.	10.00 AM.	1,5	10	1.458	950	710	-		-	-	-	-
22-oct-25	11.00 AM.	10.00 PM.	12	12	1.685	985	1.374	-		-	2,25	150.000	8,0
22-oct-25	11.00 PM.	6.00 AM.	8	14	1.652	988	1.700	2,5		52,0	1,26	-	-

Fuente: Elaboración propia.
Nota: Producción inicial del producción Yantata

Perforación ECD-8D

El proyecto pozo ECD-8D (Enconada 8 Dirigido) se encuentra ubicado al este del pozo ECD-X7D, cerca de la zona estructuralmente alto.

Objetivo Principal

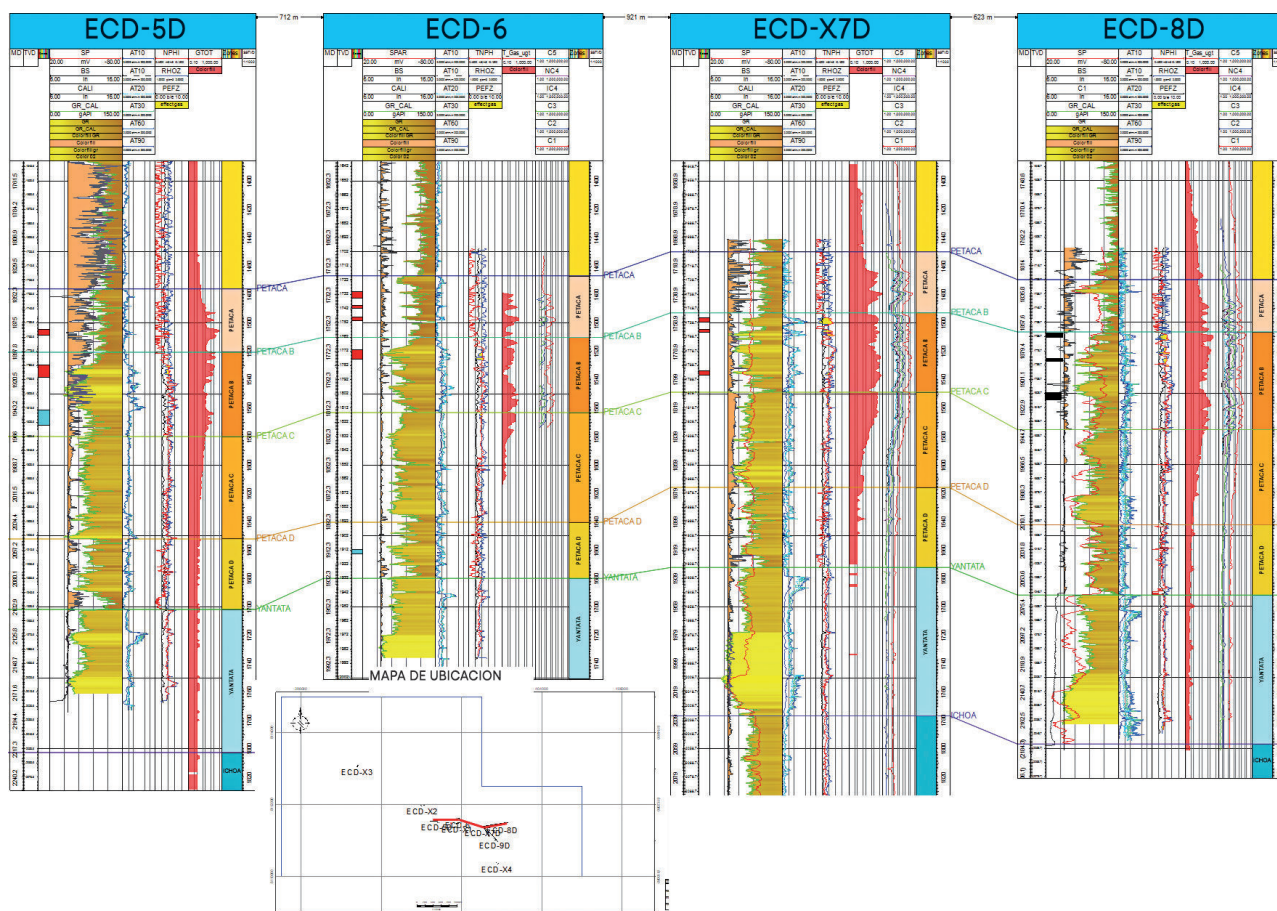
Desarrollar reservas de gas y condensado del Reservorio Petaca.

Estado Actual del proyecto

Se inicio perforación el 10/04/2025. Se trata de un pozo dirigido tipo “J”, cuya perforación inicio en marzo y finalizó en abril de esta gestión, alcanzó una profundidad de 2.184m, atravesó los niveles objetivo en una posición estructural favorable y buena calidad de reservorio de acuerdo con la información a registros de pozo. La terminación del pozo se efectuará con el equipo de terminación RIG-166 previsto para el próximo mes de junio aproximadamente, una vez se finalice la perforación del pozo ECD-9D.

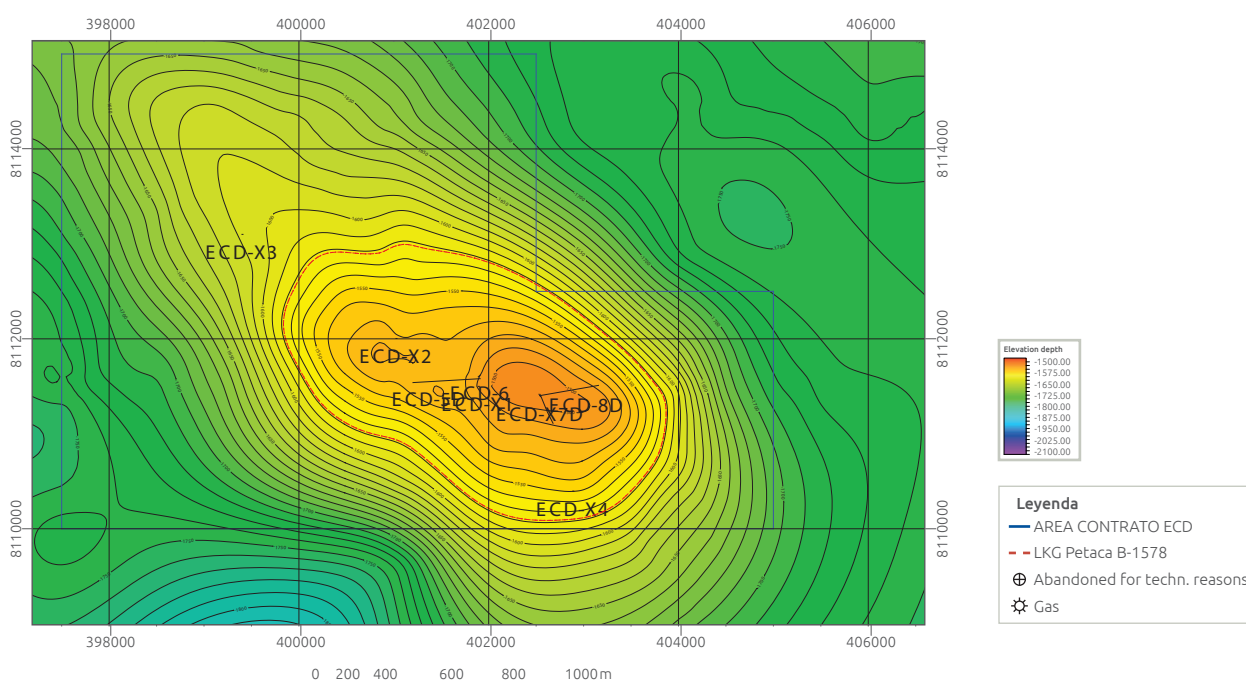


Figura N° 25
Correlación estructural Pozo EDC-8D



Fuente: Elaboración propia.

Figura N° 26
Tope Petaca ECD-8D



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Mapa Estructural referido al tope EDC-8D con la ubicación del proyecto.

Intervención YPC-X3

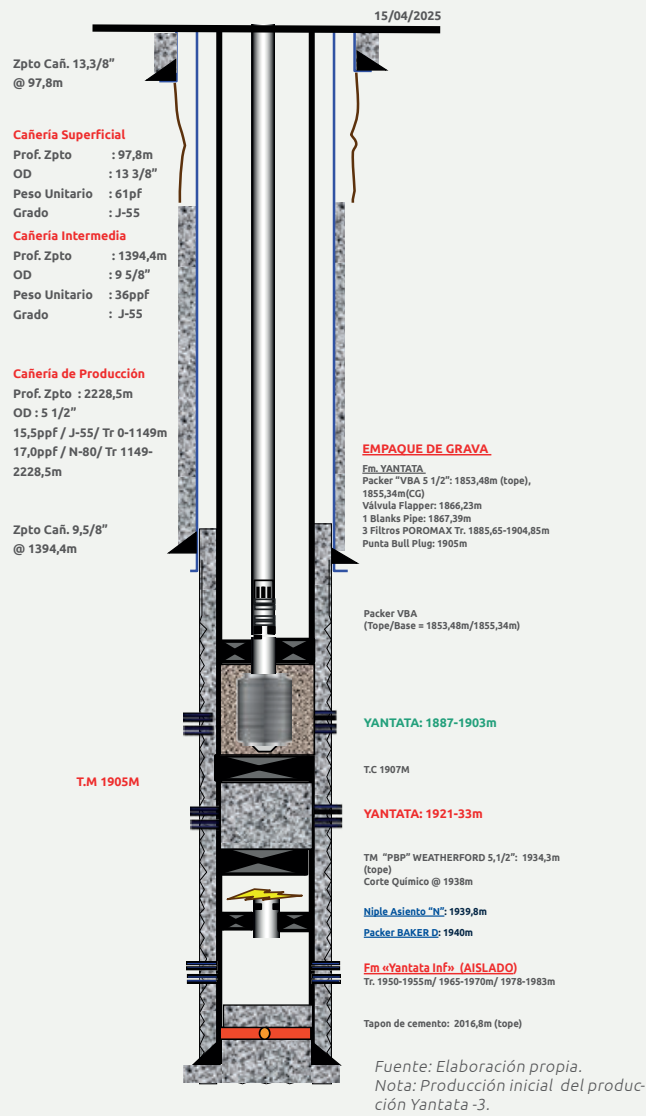
Debido al incremento de producción de agua en el reservorio Yantata, el pozo se encontraba cerrado. Se realizó la intervención, habilitando el tramo superior del reservorio con la finalidad de continuar el desarrollo de reservas de gas y condensado en el campo Yapacaní.

Objetivo
Reservorio Yantata.

Estado Actual
Pozo en producción, la intervención fue realizada con éxito, se terminó el pozo con arreglo simple al reservorio Yantata, habilitado a planta Yapacaní en abril de 2025.

A continuación, las pruebas de producción de los niveles objetivos del pozo:

Figura N° 27
Estado Subsuperficial Pozo YPC-3



Resultados alcanzados (pruebas en Planchada):

Cuadro N° 12
Resultados de la prueba de producción YPC-X3

Pozo	Reservorio	Fecha	Petróleo	Gas	Agua	Grav.	GOR	PTub.	PCañ.	PSep.	Choke
			BPD	MMpcd	BPD	°API	PCD	Psig	Psig	Psig	n/64
YPC-3	YANTATA	27-sep-25	7	1.936	0	58,6	276.571	1.670	0	987	14

Fuente: Elaboración propia.
Nota: Producción inicial del pozo Yantata -3.

Intervención YPC-20

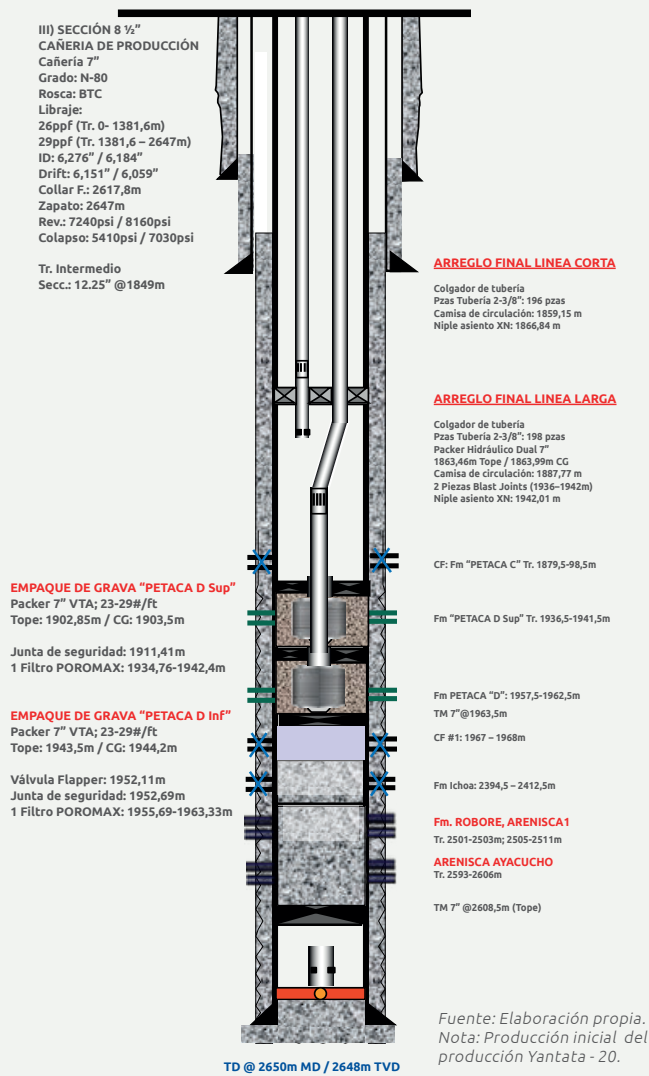
La intervención del pozo YPC-20 se realiza con la finalidad de continuar con el plan de desarrollo del campo Yapacaní, así como drenar volúmenes remanentes de hidrocarburos asociados al reservorio Petaca.

Objetivo
Reservorio Petaca.

Estado Actual
Pozo en producción, la intervención fue realizada con resultados positivos, se instaló un arreglo doble a dos niveles del reservorio Petaca, habilitado a planta Yapacaní en febrero de 2025.

A continuación, las pruebas de producción de los niveles objetivos del pozo.

Figura N° 28
Estado Subsuperficial Pozo YPC-20



Cuadro N° 13
Resultados de la prueba de producción YPC - 20

Pozo	Reservorio	Fecha	Petróleo	Gas	Agua	Grav.	GOR	PTub.	PCañ.	PSep.	Choke
			BPD	MMpcd	BPD	°API	PCD	Psig	Psig	Psig	n/64
YPC-20LC	Petaca D	13-abr-25	1	0.616	0	60	600.000	560	0	204	14
YPC-20LC	Petaca D	18-abr-25	5	1.655	1	62	331.000	880	0	205	18

Fuente: Elaboración propia.
Nota: Producción inicial del pozo Yantata - 20.

INTERVENCIÓN SIR-10

Durante la evaluación técnica para reactivación de campos maduros, se visualizó como oportunidad la intervención del pozo SIR-10 con objetivo a los reservorios Petaca y Cajones en el tope de la estructura del campo Sirari.

La intervención del pozo inicio el 22/04/2025 hasta el 14/06/2026, durante las operaciones se realizaron 4 pruebas de producción con los siguientes resultados:

PDP#1: 2.438,5–2.444,5 m (Cajones), resultados negativos por zona con baja presión de reservorio.

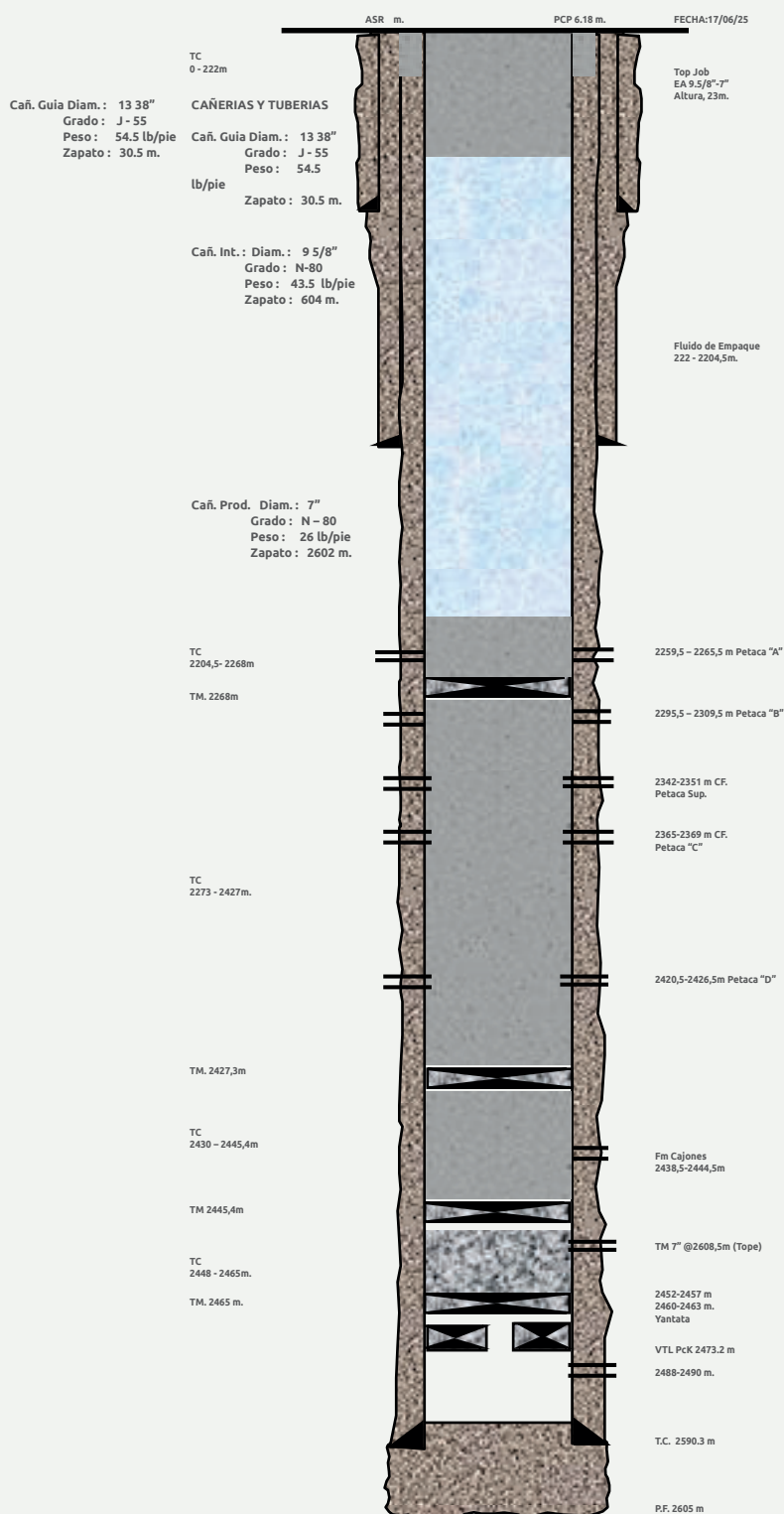
PDP#2: 2.420,5–2.426,5 m (Petaca D), resultados negativos por agua de formación con baja saturación de gas.

PDP#3: 2.303,5–2.309,5 y 2.295,5–2.301,5 m (Petaca B), resultados negativos por agua de formación.

PDP#4: 2.259 m – 2.265 m (Petaca A), resultados negativos por agua de formación.

Con los resultados obtenidos en las pruebas de producción se realiza el abandono del pozo, y se define abortar otras actividades de intervención a estos niveles, concluyendo que el reservorio Cajones se encuentra con baja presión de reservorio y los niveles del reservorio Petaca se encuentran saturados de agua de formación.

Figura N° 29
Estado Subsuperficial Pozo SIR-10



Fuente: Elaboración propia.
Nota: Producción inicial de Sirari.

Estudios

Estudio de evaluación para implementación de recuperación mejorada campo Boquerón Norte

El objetivo principal de los estudios es: Revisar, evaluar, diseñar la factibilidad de métodos de recuperación mejorada para la implementación en el campo petrolífero Boquerón Norte incrementando el factor de recobro y atenuar la curva de declinación de producción.

El campo Boquerón Norte se encuentra en una etapa inicial de producción, con un factor de recuperación actual del 5 %. Teniendo en cuenta que, según el mecanismo de producción, los factores de recuperación de petróleo varían entre el 5 % y el 30 % por recuperación primaria en las diferentes regiones del mundo, este valor puede optimizarse en función de las estrategias de explotación que puedan encararse.

Con este fin, se planifican estudios especializados que permitan plantear diferentes estrategias de explotación para alcanzar este objetivo.

Entre el 14 de noviembre de 2024 y el 5 de mayo de 2025 se realiza el “Estudio de evaluación para la implementación de recuperación mejorada”, para ello fue necesario:

- Revisar la información de geología, petrofísica, reservorios y producción.
- Revisar el modelo estático, dinámico y el grado de avance actual de la explotación.
- Estimar los potenciales de desarrollo por recuperación mejorada, presentando un análisis y modelado de recuperación secundaria y screening de EOR.
- Recomendar un cronograma de actividades y sugerir futuros estudios y análisis requeridos, para fundamentar la continuación del desarrollo planteado.

El estudio se llevó a cabo en etapas:

- Etapa 1: el primer informe de avance cuenta con lo siguiente: Plan y cronograma de trabajo.
- Etapa 2: el informe de avance cuenta con lo siguiente: Validación de la información requerida para el modelamiento de reservorios,



avance de evaluación petrofísica, actualización del modelo estático, avance del programa de formación del personal de YPFB Andina S.A., actualización y history match del modelo dinámico del campo Boquerón Norte.

- Etapa 3: el informe final cuenta con lo siguiente: Estudio y diseño completo del método de recuperación mejorada del proyecto, pronósticos de producción y el volumen por recuperar.

El estudio concluye que se observan características en el reservorio favorables para la inyección de agua y desplazar el petróleo remanente, incrementando el factor de recuperación.

También recomienda implementar el sistema de elevación de gas lift para visualizar la respuesta del reservorio, una vez conocidos estos resultados y desvíos alcanzados, reevaluar los escenarios de desarrollo para reducir la incertidumbre, si es exitoso el levantamiento artificial, evaluar la implementación del proyecto de secundaria para mantener la presión y optimizar el barrido del campo.

El proyecto de gas lift tiene fechas de implementación en 3 fases, para noviembre de 2025, marzo de 2026 y mayo de 2027 respectivamente.).

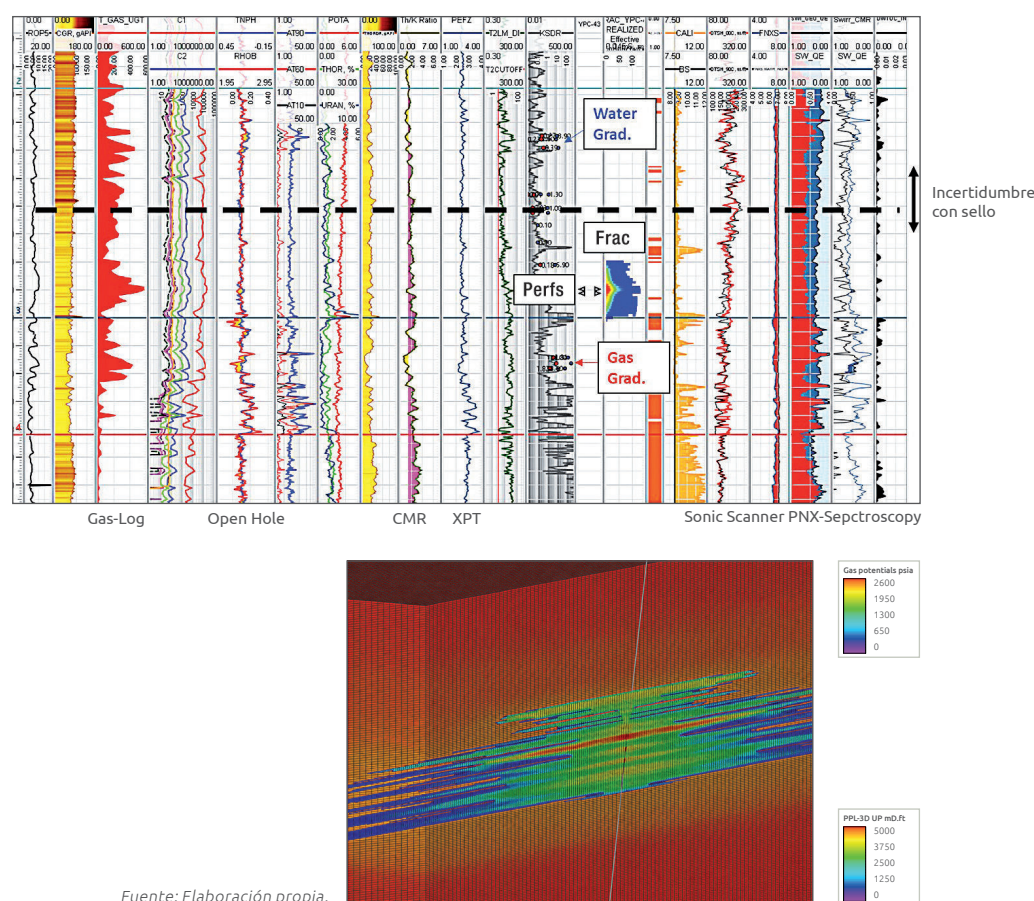


Análisis potencial productivo FM. ICHOA

En función a los datos obtenidos en la perforación del pozo YPC-X43 ST, se ha actualizado la información sobre el potencial productivo de la formación Ichoa. Se ha determinado que registros como la Resonancia Magnética Nuclear (CMR) y el probador de formación XPT han sido muy importantes para determinar una zona productora de gas, en Ichoa, por primera vez en el campo Yapacaní.

También se obtuvieron datos de mineralogía y saturación de fluidos mediante registros de neutrón pulsado y datos de geomecánica mediante registros sísmicos dipolares, empleados para el diseño de una estimulación hidráulica en el objetivo. El modelo geomecánico luego fue calibrado con las operaciones de mini-frac y la declinación de presión posterior a la fractura.

Figura N° 30
Análisis integrado del potencial productivo de la formación ICHOA en el pozo YPC-X43 ST



Con la información preliminar se construyó un modelo dinámico de simulación en escala de prueba, empleando los datos del modelo geomecánico 1D, para estimar la productividad.

Este modelo será calibrado con los datos de la prueba extendida para evaluar los resultados de la estimulación y para corroborar la información obtenida en Ichoa, con el fin de proponer intervenciones en el campo para delimitación del nuevo reservorio

Proyectos de facilidades de producción: Batería de compresión campos menores



Fuente: Elaboración propia.
Nota: Maqueta del Proyecto

El proyecto “Batería de Compresión Campos Menores” forma parte de la estrategia de desarrollo y optimización de producción del Área Norte de YPFB Andina S.A. y tiene como objetivo mantener e incrementar la producción de gas natural proveniente de los campos Enconada, Palacios y Puerto Palos, mediante la implementación de una batería de compresión que permita reducir la contrapresión del sistema de recolección y maximizar la recuperación de reservas.

Los Campos Menores constituyen una de las principales fuentes de producción de gas de YPFB Andina S.A., con una producción consolidada aproximada de 36,5 MMpcd. Actualmente, la producción es transportada utilizando la energía natural de los reservorios; sin embargo, la declinación natural de presión y las restricciones del sistema comienzan a afectar el desempeño de algunos pozos.

La implementación de la batería de compresión permitirá reducir la presión de abandono de los reservorios mediante un sistema de compresión con presión de succión aproximada de 500 psig, posibilitando mantener en producción pozos que, de otra manera, ingresarían en condiciones de flujo subcrítico o serían cerrados anticipadamente. Esta mejora permitirá extender la vida productiva de los campos e incorporar aproximadamente 8,8 BCF de reservas recuperables.

Desde el punto de vista técnico, el proyecto contempla la instalación de compresores recíprocos, separadores trifásicos de producción y prueba, bombas de condensado y agua, sistemas de generación eléctrica, flare, agua de servicios, red contra incendios y demás facilidades auxiliares requeridas para la operación segura de la instalación en el área del Colector M-400.

Asimismo, en línea con la estrategia de optimización de activos, se contempla la reutilización y reacondicionamiento de equipos disponibles dentro de la compañía, incluyendo compresores, recipientes, sistemas modulares y equipos auxiliares, permitiendo optimizar inversiones y acelerar la implementación del proyecto.

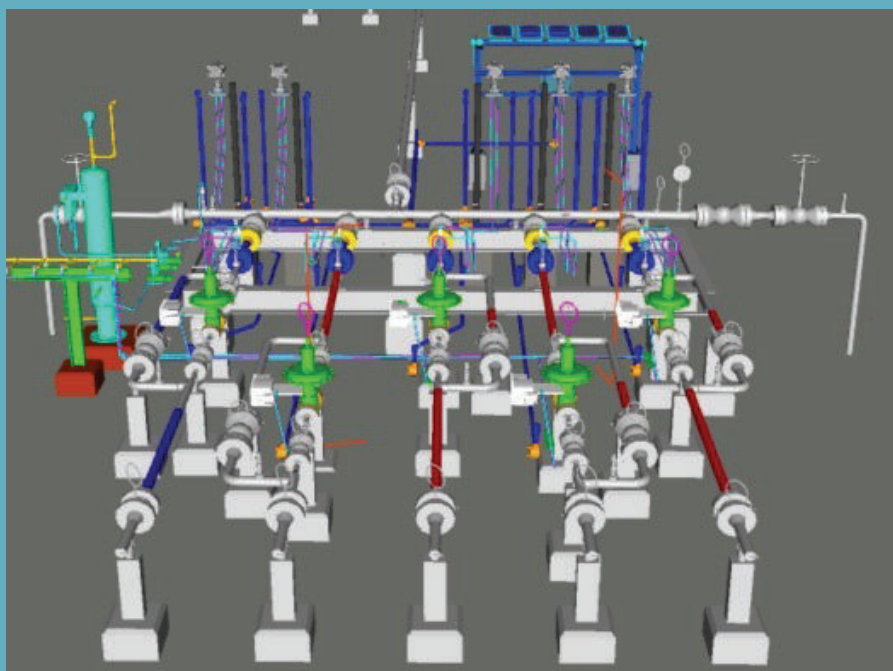
El proyecto cuenta con un presupuesto estimado de 10 MMUSD y se encuentra en ejecución desde la gestión 2025, habiéndose desarrollado actividades de ingeniería, planificación, evaluación de activos reutilizables, gestión de licencias y adquisición de materiales críticos.

La estrategia de desarrollo ha sido estructurada en dos fases:

- Fase I: Puesta en marcha temprana programada para julio de 2026.
- Fase II: Ampliación de capacidad y consolidación definitiva del sistema, con puesta en marcha programada para octubre de 2027.

La implementación de este proyecto constituye una de las iniciativas más importantes del portafolio de desarrollo del Área Norte, permitiendo sostener la producción de los Campos Menores, maximizar la recuperación de reservas y garantizar la continuidad del abastecimiento de gas al mercado nacional. Asimismo, se complementa con los proyectos de Compresión de 200 Psi, Compresión y Separación de 80 Psi y Gas Lift Boquerón Norte, consolidando una estrategia integral para la sostenibilidad de la producción en el mediano y largo plazo.

Gas Lift Boqueron Norte



Fuente: Elaboración propia.



Batería de Compresión
Campos Menores



El proyecto se encuentra en ejecución desde la gestión 2024 y tiene como objetivo implementar un sistema integral de levantamiento artificial por gas (Gas Lift) para incrementar la producción de hidrocarburos líquidos y maximizar el factor de recuperación del Campo Boquerón Norte. La solución contempla la compresión, acondicionamiento y distribución de gas de levantamiento hacia los pozos productores, permitiendo reducir la densidad de la columna de fluidos y mejorar la capacidad de producción de los reservorios.

Para ello, el proyecto incluye la adecuación y construcción de facilidades de superficie, sistemas de compresión, líneas de distribución de gas lift, sistemas de control e instrumentación, así como la intervención progresiva de diez pozos productores distribuidos en tres planchadas operativas. Asimismo, contempla la reutilización y reacondicionamiento de activos existentes, incluyendo compresores, recipientes a presión, sistemas de control y equipos auxiliares, en línea con la estrategia corporativa de optimización de inversiones y aprovechamiento de infraestructura disponible.

El desarrollo del proyecto ha sido estructurado en dos fases:

- Fase I: Implementación de las facilidades iniciales de compresión y distribución de gas lift, con puesta en marcha programada para julio de 2026.
- Fase II: Ampliación de la capacidad del sistema e incorporación progresiva de nuevos pozos al esquema de levantamiento artificial, con puesta en marcha prevista para octubre de 2027.

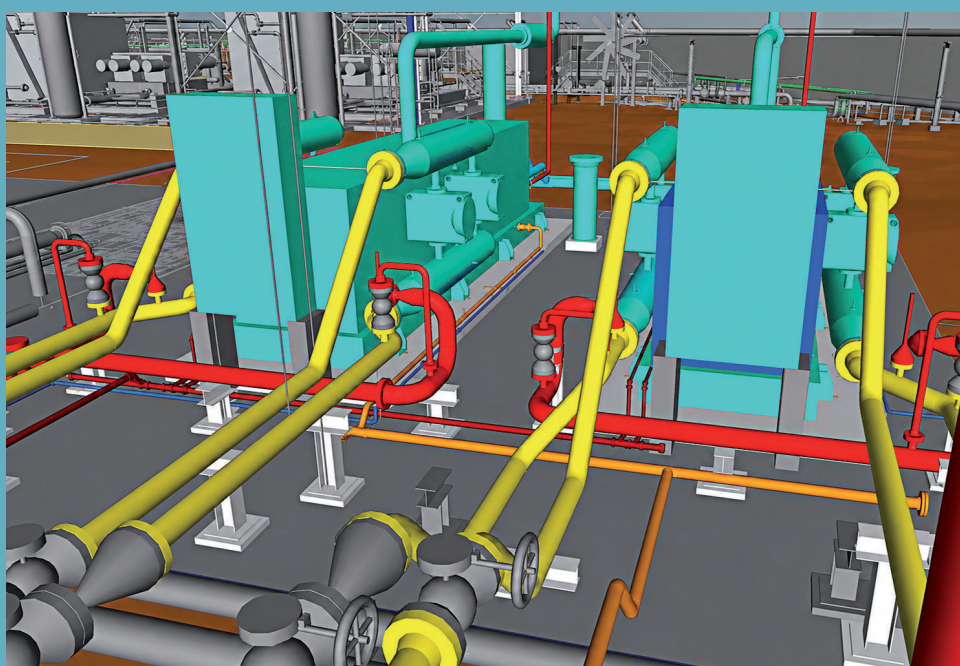
El presupuesto estimado del proyecto asciende a 8,3 MMUSD. A marzo de 2026, el proyecto registra una ejecución financiera acumulada de 4,91 MMUSD, habiéndose completado actividades de ingeniería, adquisición de materiales, adecuación de facilidades e implementación de infraestructura crítica para la operación del sistema.

Como resultado de la estrategia de ejecución por fases y puesta en marcha temprana, durante el primer trimestre de 2026 se inició la inyección de gas lift en cuatro pozos productores del Campo Boquerón Norte, permitiendo validar el desempeño de las facilidades implementadas, optimizar las condiciones operativas de los pozos intervenidos y anticipar los beneficios productivos previstos por el proyecto.

La implementación progresiva del sistema permitirá incorporar aproximadamente 1,32 MMbbl de reservas recuperables, reducir el impacto de la declinación natural del campo, mejorar la eficiencia operativa de los pozos y asegurar el cumplimiento de los compromisos de entrega al sistema de comercialización de hidrocarburos.

Este proyecto representa un componente estratégico dentro del portafolio de inversiones de YPFB Andina S.A., orientado a maximizar el aprovechamiento de reservas, optimizar la reutilización de activos existentes y sostener la producción de campos maduros mediante la aplicación de tecnologías de levantamiento artificial de alta eficiencia.

Ampliación sistema compresión 200 PSI (YPC) FASE II



Fuente: Elaboración propia.



El proyecto “Ampliación del Sistema de Compresión 200 Psi (YPC)” forma parte de la visión estratégica de optimización de facilidades del Área Norte de 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 natural de presión de los reservorios, evitar restricciones operativas y maximizar los volúmenes recuperables mediante un sistema de compresión escalonado y eficiente.

El proyecto tuvo una primera implementación durante la gestión 2024, mediante la incorporación del compresor C-6003, permitiendo incrementar la capacidad de compresión del sistema de 18 MMpcd a 30 MMpcd. Esta mejora operativa generó un incremento inmediato de producción de aproximadamente 2 MMpcd y una incorporación estimada de 7,91 BCF de reservas recuperables, elevando las reservas del campo de 94,85 BCF a 102,76 BCF.

Posteriormente, durante la gestión 2026, se concluyó la implementación de la segunda etapa del proyecto mediante la puesta en servicio del compresor C-6002, consolidando la capacidad de compresión requerida para atender los volúmenes actuales y futuros del Área Norte. Con esta ampliación se proyecta una incorporación adicional de aproximadamente 13 BCF de reservas, contribuyendo a prolongar la vida productiva de los pozos y asegurar la continuidad del suministro hacia el sistema de transporte.

El sistema de compresión implementado constituye una infraestructura estratégica para la Planta Yapacaní, permitiendo sostener la producción del Campo Yapacaní y recibir los volúmenes provenientes de proyectos complementarios como el Sistema de Compresión y Separación de 80 Psi y el Proyecto Gas Lift Boquerón Norte. Asimismo, permite manejar aproximadamente 10 MMpcd de gas provenientes del sistema de 80 Psi y 10 MMpcd asociados al Proyecto Gas Lift Boquerón Norte, fortaleciendo la integración operativa de

“
Mayor capacidad
de compresión para
maximizar reservas y
producción.



las facilidades de producción y transporte, mejorando la compatibilidad de presiones entre sistemas y reduciendo restricciones operativas.

El proyecto cuenta con un presupuesto total de 5,39 MMUSD y registra una ejecución financiera acumulada de 4,91 MMUSD a marzo de 2026. Entre los principales hitos alcanzados se encuentra la puesta en servicio del compresor C-6002 en fecha 14 de abril de 2026, así como la operación continua del compresor C-6003 desde la gestión 2024.

Como actividad pendiente para la conclusión del proyecto, se prevé la instalación del nuevo motor adquirido para el compresor C-6003, actividad que se ejecutará una vez concluida la puesta en marcha del compresor C-5090, prevista para la gestión 2026.

La conclusión definitiva del proyecto se encuentra programada para la gestión 2026, consolidando una capacidad de compresión que permitirá maximizar la recuperación de reservas, sostener la producción del Área Norte y garantizar la continuidad operativa de los proyectos estratégicos asociados a la Planta Yapacaní.

El proyecto se encuentra estructurado en dos fases:

- Fase I: Puesta en marcha realizada en mayo de 2024 mediante la incorporación del compresor C-6003.
- Fase II: Puesta en servicio del compresor C-6002 realizada en abril de 2026 y conclusión de actividades complementarias prevista durante la gestión 2026.

La implementación de este proyecto forma parte de una estrategia integral que articula iniciativas complementarias como el Sistema de Compresión y Separación de 80 Psi de Yapacaní y el Proyecto Gas Lift 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

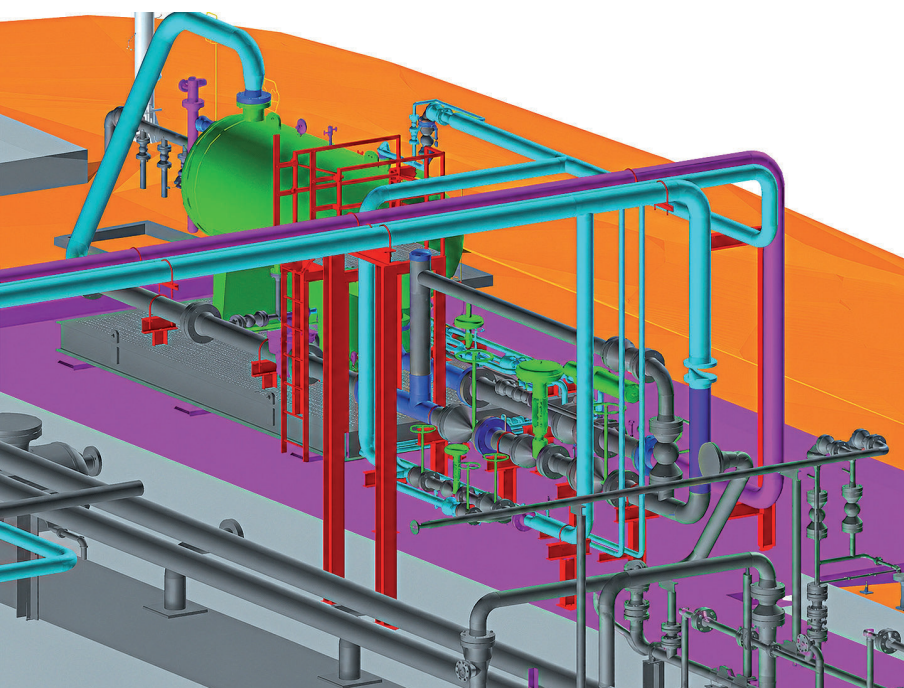
El proyecto “Implementación del Sistema de Compresión y Separación de 80 Psi en la Planta Yapacaní (YPC)” forma parte de la estrategia de optimización de facilidades del Área Norte de YPFB Andina S.A. y tiene como objetivo reducir la presión de abandono de los pozos productores del Campo Yapacaní, incrementando la recuperación de reservas y extendiendo la vida productiva de los Campos.

Actualmente, los pozos requieren aproximadamente 200 Psi para ingresar al sistema de compresión existente. Con la implementación del nuevo sistema a 80 Psi, será posible incorporar producción de pozos con menores presiones de surgencia, evitar cierres anticipados y mejorar el factor de recuperación del campo.

El proyecto contempla la reutilización y adecuación de equipos disponibles en planta, incluyendo sistemas de separación, compresión e instrumentación, permitiendo optimizar inversiones y acelerar su implementación.

Asimismo, el sistema de 80 Psi constituye una infraestructura estratégica para la Planta Yapacaní, permitiendo captar y acondicionar volúmenes que posteriormente serán manejados por el Sistema de Compresión de 200 Psi, fortaleciendo la integración operativa de las facilidades del Área Norte.

Como resultado de su implementación, se estima una incorporación aproximada de 4,5 BCF de reservas recuperables.



Fuente: Elaboración propia.

“
Compresión a 80
Psi para maximizar
reservas y producción.”

El proyecto se encuentra en ejecución desde la gestión 2024 y registra una ejecución financiera acumulada de 1,55 MMUSD a abril de 2026. A la fecha se han desarrollado actividades de ingeniería, adecuación de equipos, integridad mecánica, obras civiles y montaje electromecánico requeridos para la implementación del sistema.

La implementación de este proyecto permitirá suministrar aproximadamente 10 MMpcd al Sistema de Compresión de 200 Psi, constituyéndose en una de las principales fuentes de alimentación de dicho sistema.

La puesta en marcha está programada para marzo de 2027, permitiendo consolidar una nueva condición operativa para el Campo Yapacaní, maximizar la recuperación de reservas y contribuir a la sostenibilidad de la producción en el mediano y largo plazo.

Este proyecto complementa iniciativas estratégicas como la Ampliación del Sistema de Compresión de 200 Psi, la Batería de Compresión Campos Menores y el Proyecto Gas Lift Boquerón Norte, fortaleciendo la capacidad de producción del Área Norte.

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 implementado el proyecto “Energía Solar en Oficina Central”, 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 abastece 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 realizó de manera progresiva durante la gestión 2025, con paneles solares instalados en los techos de los bloques B y C, y sobre los parqueos de los bloques A y D.



Los Sistemas Fotovoltaicos implementados son los siguientes:

Cuadro N° 14
Sistemas Fotovoltaicos implementados

ÍTEM	BLOQUE	MEDIDOR	FECHA PUESTA EN MARCHA	PANELES INSTALADOS (550W c/u)	POTENCIA SOLAR ESTIMADA Kwh/día
1	BLOQUE A	C.F.: 186967	07/01/2026	274	504
2	BLOQUE B	C.F.: 491899	22/02/2026	108	235
3	BLOQUE C	C.F.: 164611	22/02/2026	276	559
4	BLOQUE D	C.F.: 218786	07/01/2026	110	241

Fuente: Elaboración propia.

La integración de todos los bloques está en una página (en la intranet de YPFB Andina S.A.), la misma, muestra la información instantánea del sistema, como se aprecia a continuación:

Cuadro N° 15
Sistemas Fotovoltaicos consumo y generación

BLOQUE	CONSUMO TOTAL DEL BLOQUE (Kw - instantáneo)	GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (Kw – instantáneo)	CONSUMO DE LA RED (CRE) (Kw – instantáneo)	CONSUMO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO (%)
BLOQUE A	17,3	14,0	3,28	81,0%
BLOQUE B	21,1	20,2	0,9	95,7 %
BLOQUE C	37,0	33,5	3,56	90,4 %
BLOQUE D	31,3	17,6	13,7	56,2 %
TOTAL, INSTANTÁNEO	107,0	85,2	21,4	80,8 %

Fuente: Elaboración propia.

Nota: (Información relevada en fecha 25/05/2026)

Se tiene un porcentaje de generación fotovoltaica del 80,8%, del consumo total de los Bloques.

Con respecto al consumo de CRE, se tiene lo siguiente:

Cuadro N° 16
Consumo del CRE

GESTIÓN	FECHA	186967 BLOQUE A		491899 BLOQUE B		164611 BLOQUE C		218786 BLOQUE D	
		Kwh	Bs	Kwh	Bs	Kwh	Bs	Kwh	Bs
		29.936,00	37.862,20	19.119,00	26.309,30	38.377,00	49.378,20	24.568,00	28.873,70
BLOQUE B	1/4/2025	21.758,00	29.499,60	18.460,00	25.596,70	28.156,00	38.431,00	20.765,00	24.913,80
BLOQUE C	1/3/2026	18.042,00	28.515,70	12.839,00	19.546,80	26.136,00	38.408,40	21.372,00	28.525,60
BLOQUE D	1/4/2026	19.710,00	29.517,60	12.754,00	19.378,20	19.126,00	30.071,40	17.414,00	24.137,10

Fuente: Elaboración propia.

Nota: (Información relevada en fecha 25/05/2026)

Como se observa en el cuadro anterior, se tomó como referencia los meses de marzo y abril 2025, para poder comparar con los datos obtenidos con el sistema fotovoltaico implementado, relacionando con los meses de marzo y abril del 2026 medidos:

Cuadro N° 17
Consumo del CRE por Bloques

	186967 BLOQUE A	491899 BLOQUE B	164611 BLOQUE C	218786 BLOQUE D	TOTAL
	Kwh	Kwh	Kwh	Kwh	
Prom Antes FV	25.847,00	18.789,50	33.266,50	22.666,50	100.569,50
Prom Después FV	18.876,00	12.796,50	22.631,00	19.393,00	73.696,50

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el cuadro anterior, se tiene una mejora significativa en la reducción (27%) del consumo de energía eléctrica proveniente de la red de CRE en los diferentes bloques.

Es importante destacar que esta optimización corresponde únicamente al efecto del autoconsumo de la energía generada por el sistema fotovoltaico y no considera aún los beneficios asociados a la inyección de excedentes de energía a la red de CRE, situación que se presenta principalmente durante fines de semana, feriados y otros periodos de baja ocupación de las oficinas, cuando la demanda eléctrica interna es reducida. En este sentido, se prevé que el porcentaje de optimización se incremente favorablemente una vez concluya la implementación y habilitación de los medidores bidireccionales con CRE, gestión que actualmente se encuentra en curso y cuya conclusión se estima para el mes de junio de la presente gestión.

Así también, comparando el sistema implementado con los valores estimados durante la etapa de ingeniería, se tiene lo siguiente:

Cuadro N° 18
Valores máximos de generación registrados (kWh/día)

ÍTEM	BLOQUE	MEDIDOR	FECHA PUESTA EN MARCHA	POTENCIA SOLAR CALCULADA Kwh/día	POTENCIA SOLAR REGISTRADA
1	BLOQUE A	C.F.: 186967	07/01/2026	504	707,31
2	BLOQUE B	C.F.: 491899	22/02/2026	235	256,40
3	BLOQUE C	C.F.: 164611	22/02/2026	559	698,87
4	BLOQUE D	C.F.: 218786	07/01/2026	241	314,10

Fuente: Elaboración propia.

En conclusión, los valores máximos de generación registrados (kWh/día) superan los valores estimados en la ingeniería de diseño para todos los bloques implementados, evidenciando un desempeño del sistema fotovoltaico superior al proyectado y ratificando los beneficios energéticos esperados del proyecto.

■ ■ ■ Proyectos de Abandono de Campos

- En cumplimiento del Plan de Actividades programado para la gestión 2025, se ha dado continuidad al programa de abandono de pozos en los campos La Peña - Tundy, Río Grande, Camiri y Víbora, en estricta conformidad con el D.S. 5114 - Nuevo Reglamento de Normas Técnicas, y alineados a los objetivos corporativos y compromisos regulatorios de la Compañía.
- En la gestión 2025, se ha logrado el abandono efectivo de un total de 28 pozos, reflejando el avance sostenido del programa, el cumplimiento normativo y la adecuada gestión técnica y operativa del proyecto.
- Este resultado evidencia el compromiso de la organización con la seguridad, la protección ambiental y la gestión responsable de sus activos.



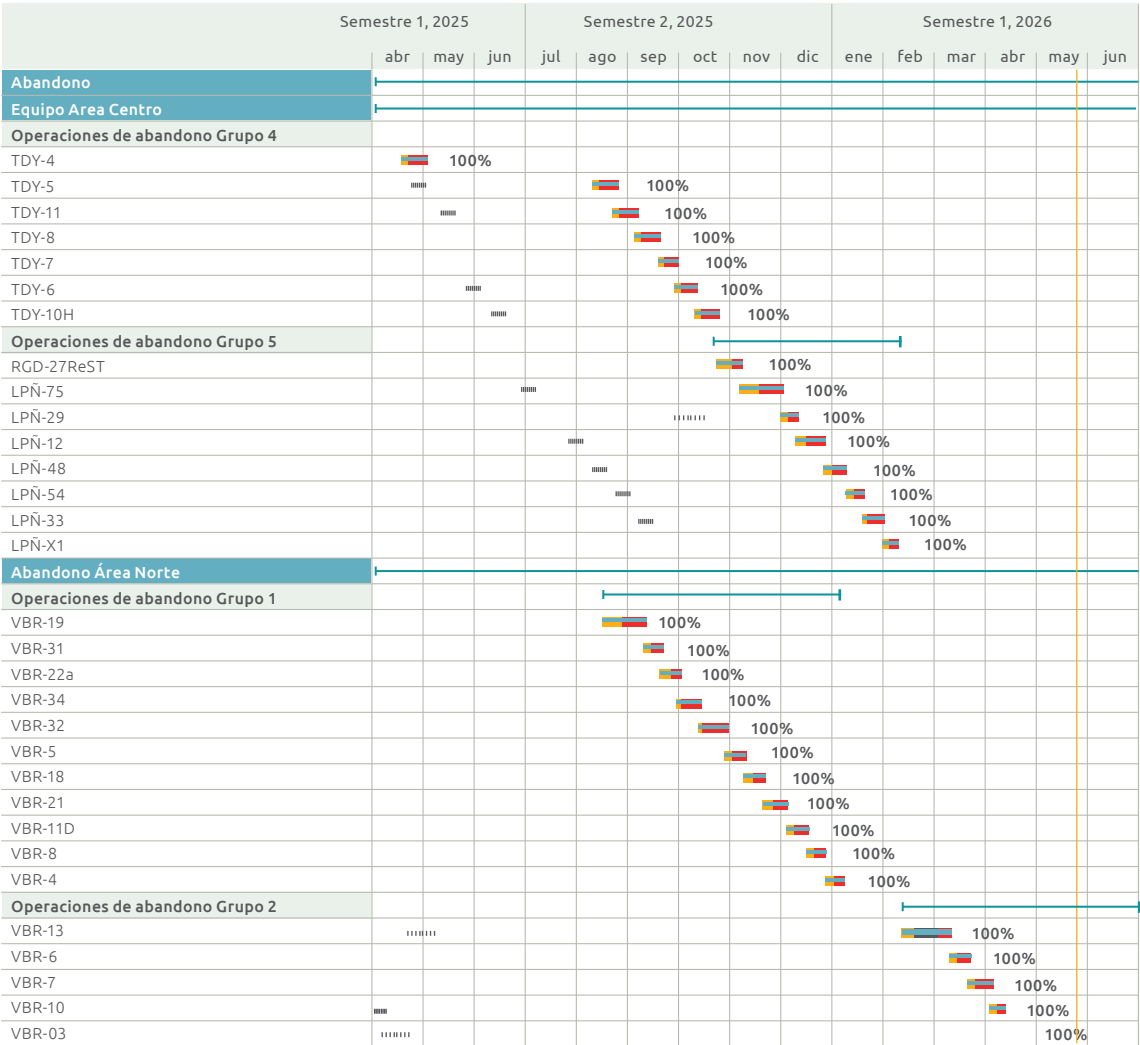
Cuadro N° 19
Proyecto abandono de campo

CAMPO	RESUMEN ACTIVIDADES	Cantidad Programados	Cantidad Ejecutados	Kpi
La Peña Tundy	LPÑ-57, LPÑ-57 LPÑ-73, LPÑ-70, LPÑ-69, LPÑ-72, TDY-X2, TDY-4, TDY-5, TDY-11, TDY- 8, TDY-7, TDY-6, TDY-10, LPÑ-75, LPÑ-29, LPÑ-12	17	16	0.94
Víbora	VBR-19, VBR-31H, VBR-22, VBR-34, VBR-32, VBR-5, VBR-18, VBR-21, VBR-11, VBR-8	10	11	1,1
Río Grande	RGD-27ReSt	1	1	1
Camiri	CAM-80	1	1	1

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se detalla el cronograma de ejecución de la campaña de abandono:

Cuadro N° 20
Abandonado de pozos en el campo



Fuente: Elaboración propia.

■ ■ ■ **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 YPFB, fruto de una transferencia operativa.

El propósito principal 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° 21
Actividades de Operación y Mantenimiento (O&M)

Descripción	Fecha de Inicio	Fecha Fin	Estado
Contrato de Servicio de Operación y Mantenimiento de las Áreas Surubi y Mamoré i	1-jul-24	30-jun-27	En Ejecución
Servicio de Procesamiento de Hidrocarburos del Área Yará en Planta Sirari y Planta Yapacaní	1-feb-25	31-dic-27	En Ejecución
Servicio de Operación y Mantenimiento del Área Yará	1-mar-25	31-dic-26	En Ejecución
Servicio de Gerenciamiento para la Operación y Mantenimiento del Campo Monteagudo	16-may-24	30-sept-25	Finalizado
Servicio de Gerenciamiento para la Operación y Mantenimiento de los Campos Tacobo, Tajibo, Curichi y Cambeiti	17-may-24	30-sept-25	Finalizado

Fuente: Elaboración propia.



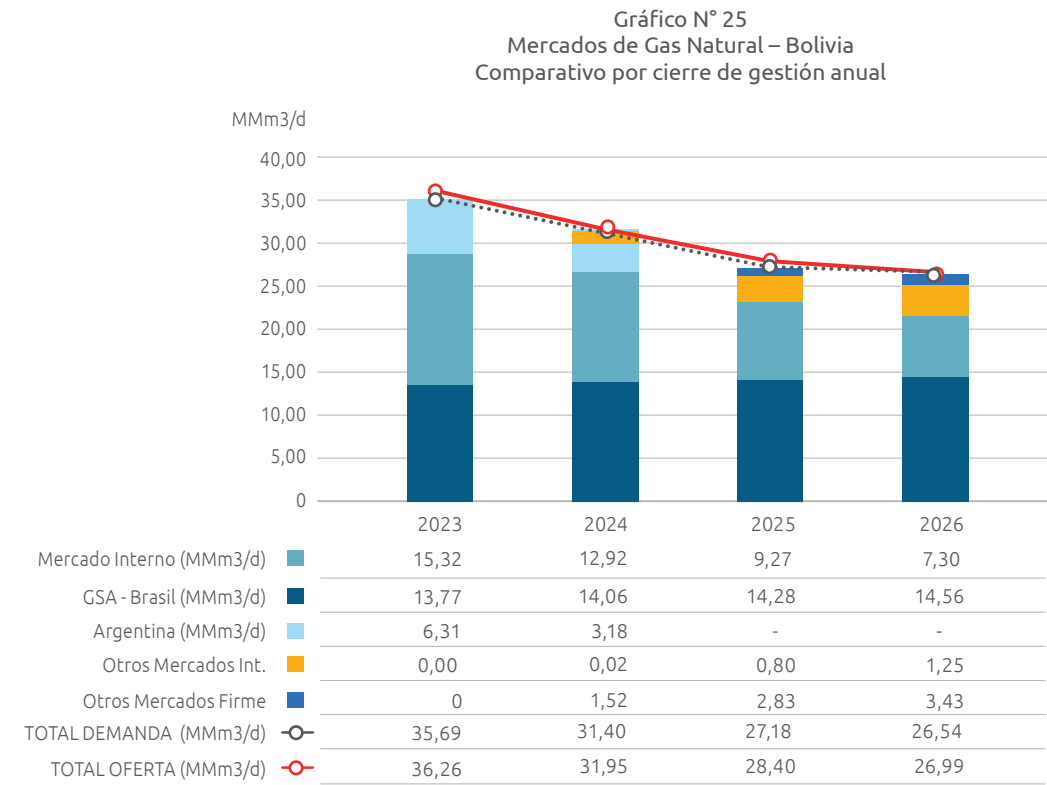
Despacho

Mercados de gas natural

La gestión comercial de gas natural correspondiente al periodo 2025-2026 se desarrolla en un entorno de transformaciones estructurales del mercado regional, marcado por la conclusión definitiva del contrato de exportación en firme con Argentina y la consolidación de Brasil como principal mercado para la monetización de la producción del país. Este escenario exige una adaptación activa a las nuevas dinámicas de mercado, las cuales se distinguen por una mayor diversificación de contrapartes, estructuras de precio variables indexadas al crudo Brent y contratos con diferentes modalidades de suministro.

A nivel estructural, la oferta nacional de gas natural continúa evidenciando la tendencia declinante de los campos maduros del país. Para la gestión 2025-2026, la oferta diaria promedió 27,83 MMm3/d, lo que representa una reducción del 9,8 % frente a la gestión fiscal 2024-2025. Esta contracción responde principalmente a factores geológicos propios del ciclo de vida de los yacimientos en producción, combinados con la insuficiente actividad exploratoria en las últimas décadas para reponer reservas de manera sostenida.

Si bien la demanda del mercado interno se mantuvo estable, su participación sobre la producción disponible aumentó como efecto de la declinación de los campos, reduciendo progresivamente los excedentes destinados a exportación.

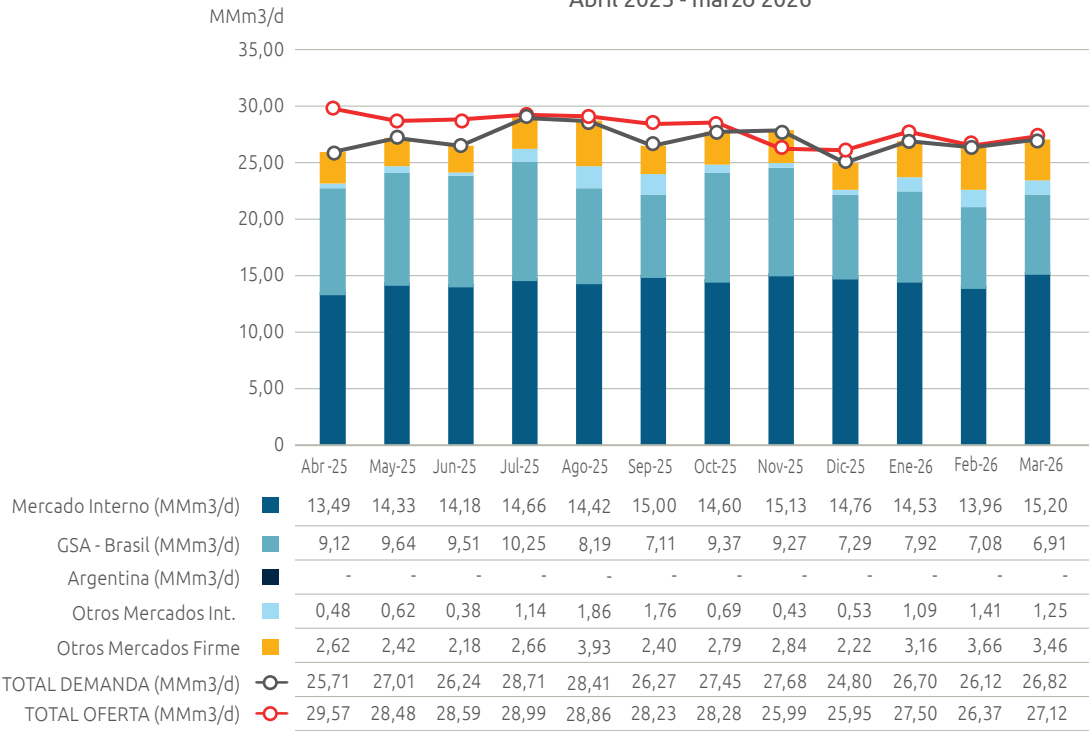


Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, el comportamiento de la oferta y demanda durante la presente gestión - reflejada en el siguiente gráfico - evidencia una contracción en la demanda de exportación debido principalmente a la conclusión de las nominaciones en firme de Energía Argentina S.A. (ENARSA), cuyo contrato finalizó en octubre de 2024; así como a la variabilidad estacional y operativa de las nominaciones asociadas al mercado brasileño bajo el GSA (Gas Supply Agreement con Brasil).



Gráfico N° 26
Oferta y Demanda de mercados de Gas Natural – Bolivia
Abril 2025 - marzo 2026



Fuente: Elaboración propia.

La finalización de las exportaciones a Argentina era un escenario esperado ante el desarrollo de Vaca Muerta y la creciente autosuficiencia energética de ese país. En este contexto, YPFB anticipó estratégicamente la reorientación de mercados hacia Brasil.



La diversificación en Brasil fortaleció la estabilidad comercial de YPFB Andina S.A.



Nuevos Mercados de Exportación en Brasil

La diversificación de clientes en Brasil se consolidó como el eje central de la estrategia comercial de exportación durante la gestión 2025–2026. La apertura y transformación del mercado brasileño de gas natural generó un entorno más competitivo y dinámico, ampliando las oportunidades de comercialización con nuevos actores del sector energético.

En este contexto, YPFB amplió su presencia en el mercado brasileño mediante contratos de suministro con clientes como GSA, MT GAS, J&F, TRADENER, EDGE, EDB, DEAL, GAS BRIDGE, DELTA COMERCIALIZADORA, DELTA GERAÇÃO, GAS MERIDIONAL, TRAFIGURA, ENEVA, PETRORECONCAVO y MATRIX. La estructura de precios de estos contratos se encuentra mayoritariamente indexada al marcador internacional Brent, permitiendo una mayor correlación con las condiciones del mercado energético internacional.

La cartera comercial incorpora tanto contratos en firme como suministros bajo modalidad interrumpible, permitiendo optimizar el uso de la capacidad de transporte disponible y otorgando mayor flexibilidad operativa frente a variaciones en la demanda.

En ese marco, YPFB Andina S.A. gestionó ante YPFB la asignación de volúmenes de gas natural de sus campos operados hacia mercados firmes de exportación en Brasil, con el objetivo de diversificar ingresos, fortalecer la estabilidad comercial.

Actualmente, la distribución de volúmenes asignados se compone de la siguiente manera:

- GSA: 65%
- Otros mercados (MGAS, J&F, MTGAS, EDB-C1, EDB-C2, MTX-C1, MTX-C2, DEAL, TRADENER-C1 y TRADENER-C2): 35%

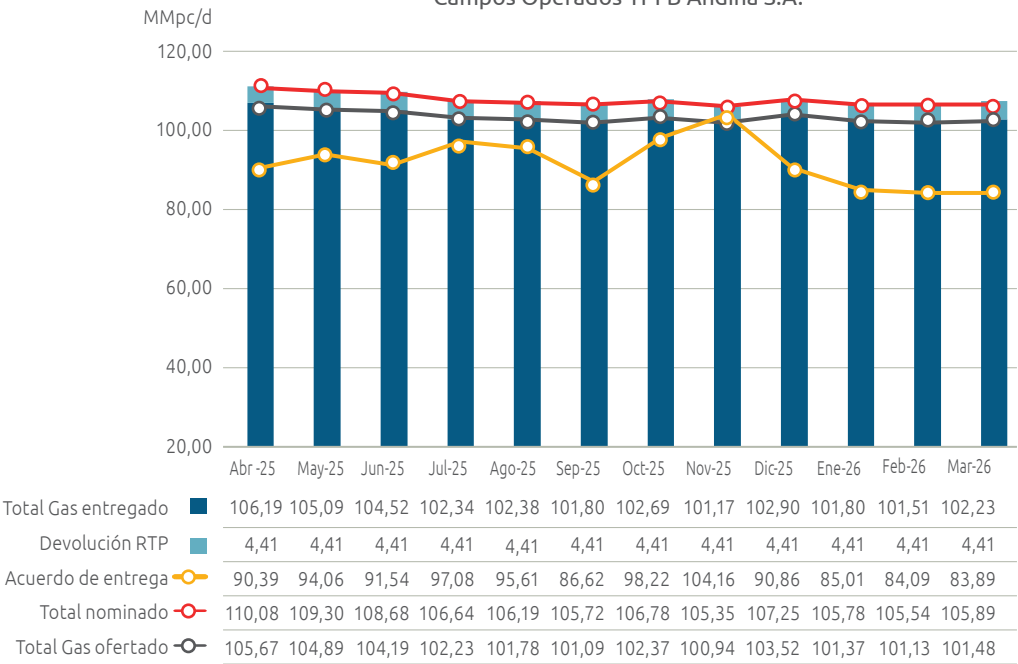
La diversificación de mercados y clientes permitió fortalecer el posicionamiento comercial en Brasil, optimizar el portafolio de contratos y consolidar mayores condiciones de flexibilidad y seguridad de suministro.

Cumplimiento de Entregas YPFB Andina S.A.

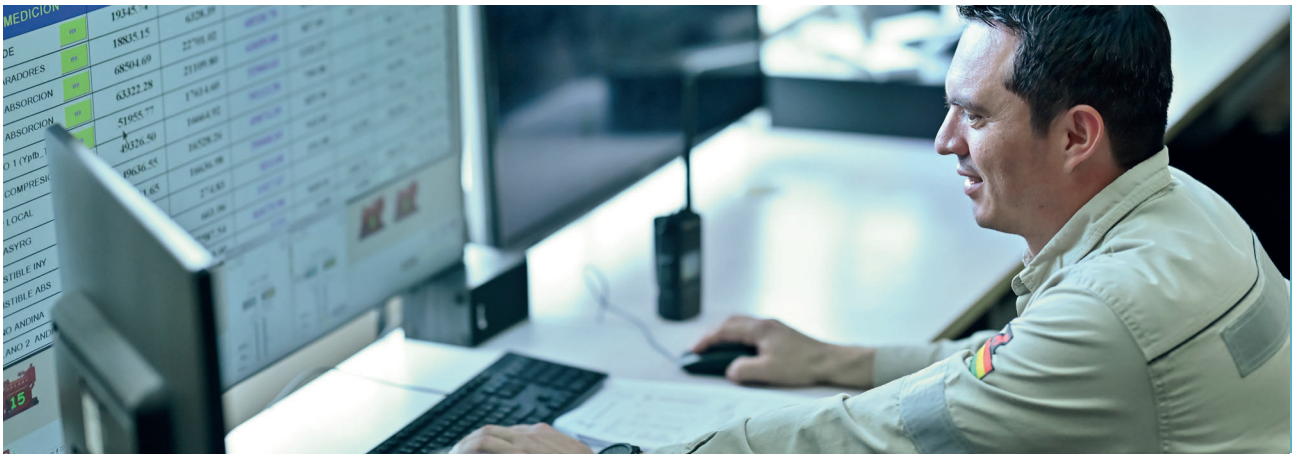
YPFB Andina S.A. fortaleciendo su posición como uno de los principales actores del sector de hidrocarburos, presenta resultados favorables en materia de cumplimiento de entregas de gas natural, consolidando en sus campos operados un promedio de 102,9 MMpcd frente a un volumen de compromiso promedio de 91,8 MMpcd.

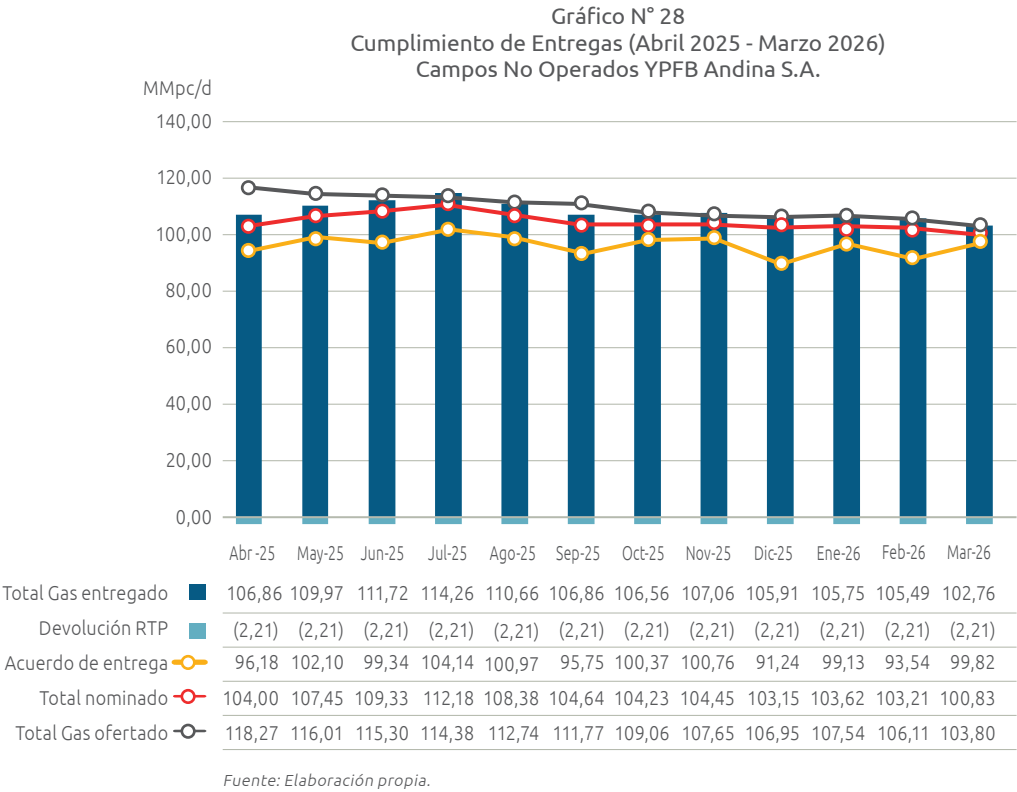
Este desempeño permitió alcanzar un cumplimiento de 112,1%, garantizando la atención de la demanda del mercado interno y el cumplimiento de las obligaciones de exportación, en un contexto de alta exigencia operativa.

Gráfico N° 27
Cumplimiento de Entrega de Gas Natural (Abril 2025 - Marzo 2026)
Campos Operados YPFB Andina S.A.



Fuente: Elaboración propia.
Nota: Se observa la continuidad de la devolución, por parte de Petrobras Bolivia, de aproximadamente 4,4 MMpcd de gas natural correspondientes a volúmenes retenidos en planta y asignados a campos de YPFB Andina S.A. durante el periodo 2007-2010.





Conforme se destaca en el gráfico anterior, los campos No Operados de YPFB Andina S.A. (San Alberto y Sábalo), registraron durante la gestión abril 2025 – marzo 2026 un promedio de entregas de 107,8 MMpc/d, alcanzando un nivel de cumplimiento de 109,3% respecto a los Volúmenes de Mercado Asignados acordados con YPFB.

Si bien las entregas disminuyeron respecto a la gestión 2024–2025 en un 85% del volumen previamente registrado, el desempeño operativo permitió sostener niveles de cumplimiento superiores a los compromisos establecidos. La reducción observada, responde principalmente al comportamiento natural de declinación de los campos productores.



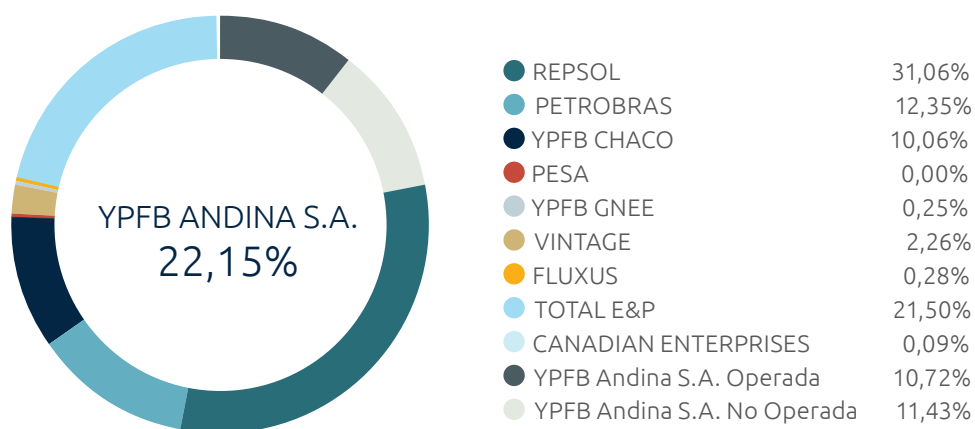
Participación a nivel nacional

Gas Natural

Las entregas de gas natural a nivel nacional alcanzaron un volumen promedio de 27,3 MMm3/d, registrando una disminución del 9,7% respecto la gestión anterior; atribuida principalmente a la declinación natural de los campos y a ajustes de producción vinculados a menores requerimientos estacionales en los mercados de consumo.

En este contexto, YPFB Andina S.A. reafirma su posición estratégica dentro del sector, alcanzando una participación consolidada de 22,15% en las entregas de gas natural a nivel nacional. Este resultado refleja una gestión eficiente y diversificada de su portafolio, sustentada en la contribución de sus campos operados (10,72%) y su participación en campos no operados (11,43%), como se aprecia en el gráfico siguiente. Este aspecto fortalece de manera sostenida su presencia y relevancia en la cadena de suministro de hidrocarburos.

Gráfico N° 29
Participación por Titular en las entregas de Gas Natural
Bolivia: Abril 2025 - Marzo 2026



Fuente: Elaboración propia.

La magnitud de esta participación posiciona a YPFB Andina S.A. como uno de los actores clave del mercado, con una contribución significativa al abastecimiento energético del país, en un entorno caracterizado por la madurez de los campos y las presiones sobre los niveles de producción.

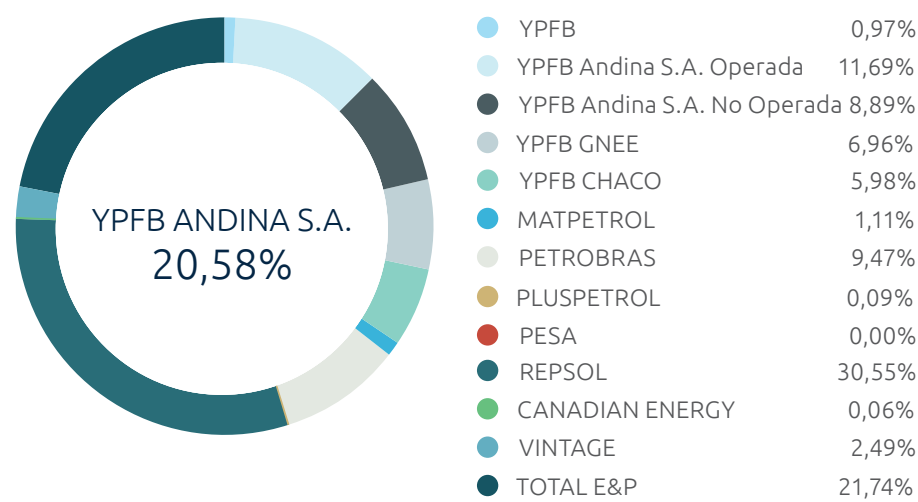
Hidrocarburos Líquidos

La producción nacional de hidrocarburos líquidos registró un promedio de 23.100 BPD, con una reducción del 16% respecto a la gestión 2024-2025, en un contexto marcado por la declinación natural de campos maduros y la optimización de las operaciones del sector.

En este escenario, YPFB Andina S.A. mantuvo una participación relevante dentro de la producción nacional, alcanzando en conjunto un 20,6% del total país, consolidándose como uno de los principales aportantes del sector de hidrocarburos. De esta participación, el 11,7% corresponde a la producción de campos operados por la compañía, mientras que el 8,9% proviene de su participación en áreas no operadas, principalmente en los campos San Alberto y San Antonio.

El aporte promedio de YPFB Andina S.A. durante la gestión alcanzó aproximadamente 4.741 BPD, resultado que refleja la continuidad operativa, la eficiencia en la gestión de activos y la contribución estratégica de la compañía al abastecimiento nacional de petróleo y condensado.

Gráfico N° 30
Participación por Titular en las entregas de Hidrocarburos Líquidos
Bolivia: Abril 2025 - Marzo 2026



Fuente: Elaboración propia.

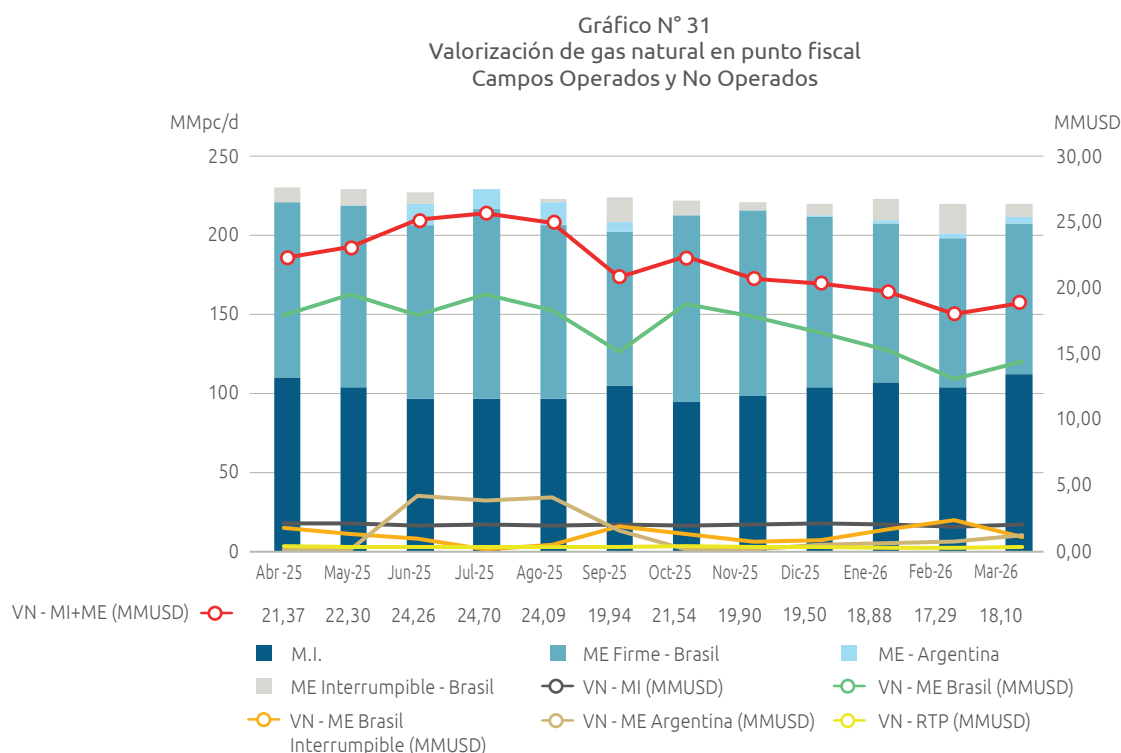


Valorización de volúmenes entregados de gas natural

Durante la gestión abril 2025 – marzo 2026, la valorización del gas natural de los campos operados y no operados mantuvo un comportamiento estable, sustentado principalmente en las asignaciones al mercado firme de exportación a Brasil, consolidado como el principal destino comercial y la principal fuente de generación de ingresos durante el período.

En términos volumétricos, las entregas alcanzaron un promedio de 214,2 MMpcd, mientras que la valorización total en punto de fiscalización ascendió a 251,9 MMUSD. La estructura de comercialización estuvo concentrada principalmente en el mercado firme brasileño, complementada de manera ocasional por asignaciones al mercado interrumpible de Brasil.

El gráfico siguiente, se evidencia además una reducción progresiva de la participación del mercado argentino, en línea con la finalización de los compromisos de exportación de largo plazo y la reconfiguración comercial hacia mercados con mejores condiciones de valorización y mayor estabilidad de demanda.



Fuente: Elaboración propia.

NOTAS:

- las barras representan las asignaciones volumétricas a los mercados
- las líneas son el referente en valorización de estos mercados en MMUSD.

En lo que respecta a la evolución de ingresos, se destaca que la valorización mensual total se mantuvo relativamente estable durante gran parte de la gestión. El mayor nivel de ingresos se registró en el periodo invernal - entre junio y agosto de 2025- cuando se alcanzaron valores mensuales cercanos a los 25 MMUSD, impulsados principalmente por la participación de volúmenes destinados al mercado interrumpible de exportación hacia Argentina.

Posteriormente, entre noviembre de 2025 y febrero de 2026, se observa una disminución moderada en la valorización, asociada principalmente a menores nominaciones de exportación con destino al Brasil y a recortes de producción, particularmente en el campo San Antonio.



■ ■ ■ Pagos por diferencial de precios y gas combustible

Tras varios años de gestiones técnicas y administrativas con YPFB, se logró concretar el reconocimiento y pago de montos asociados al Diferencial de Precios y Gas Combustible, resultado de procesos de conciliación desarrollados entre las empresas participantes en la cadena de exportación de gas natural.

En agosto de 2014, YPFB y Petrobras suscribieron un Acuerdo Comercial orientado a resolver las divergencias generadas durante el periodo 2001–2014, relacionadas principalmente con diferencias entre montos facturados y pagados; estableciéndose posteriormente su redistribución entre los Titulares de los contratos.

Posteriormente, en la gestión 2018, a través de Comité Operativo, se conciliaron los montos definitivos correspondientes al diferencial de precios y a la distribución de gas combustible por contrato. Asimismo, en 2022 el análisis fue segmentado en dos periodos: (i) del 2001 al 1 de mayo de 2007, bajo Contratos de Riesgo Compartido; y (ii) del 2 de mayo de 2007 a abril de 2014, bajo Contratos de Operación.

En el marco de las gestiones realizadas, se suscribió con YPFB el Acuerdo de Reembolso por Diferencial de Precios y Gas Combustible correspondiente al primer periodo. A continuación, se detallan los montos reembolsados a la Compañía por este concepto:

Cuadro N° 22
Reembolso por Diferencial de Precios y Gas Combustible

1er Periodo: 2001 - 1ro de mayo 2007	Fecha de depósito	Diferencial de Precios y Gas Combustible - Monto equivalente (USD)
YPFB Andina S.A. - Campos No Operados	11/2/2026	1.515.145,81
YPFB Andina S.A. - Campos Operados	18/3/2026	541.886,85
TOTAL		2.057.032,66

Fuente: Elaboración propia.

Estos resultados reflejan el trabajo sostenido de la compañía en el ámbito del Comité Operativo de Gas Natural, enfocado en la conciliación de información histórica, la gestión de acuerdos con YPFB y la materialización de pagos a favor de YPFB Andina S.A.



Áreas No Operadas



San Alberto

Flexibilización Presión de Entrega a GSCY (Campo Grande) - Compresión SAL

Se realizaron gestiones ante YPFB Transporte y YPFB para flexibilizar la presión de entrega del gasoducto lateral San Alberto a la Estacion de Compresión Campo Grande. Esta medida permitió obtener ahorros significativos en el contrato por el servicio de la Compresión con Exterran y en el consumo de gas combustible.

Acuerdo Procesamiento de Gas del Campo Churumas.

Durante la presente gestión, se consolidó el procesamiento de gas del Campo Churumas (CHU) operado por YPFB Chaco, mediante un Acuerdo de Uso de Facilidades entre SAL y CHU. Esta integración permitió generar sinergias operativas y optimizar costos de procesamiento y operación.

Desincorporación de la Unidad de Amina

Como parte de la estrategia de eficiencia operativa, se inició la ingeniería de modificaciones en la Planta de Gas San Alberto (PGSAL) para incorporar tecnología de remoción de CO₂ mediante membranas en el Tren II de procesamiento. Esta iniciativa permitirá desincorporar la unidad de amina, reduciendo costos de operación, mantenimiento y consumo de gas combustible.

Sistema de Compresión

Se finaliza el análisis técnico y económico para implementar una sinergia de compresión entre los campos San Alberto y San Antonio. El estudio confirmó la viabilidad del traslado de dos compresores propios desde SAN hacia SAL, permitiendo reemplazar equipos alquilados y reducir la dependencia de servicios externos de la compresión de Exterran. La implementación de esta alternativa generará ahorros relevantes en OPEX y contribuirá a la sostenibilidad operativa del campo.



San Antonio

La Planta de Procesamiento de Gas de San Antonio cuenta con tres trenes de procesamiento, con capacidades de hasta 272 MMpcd en dos de ellos y 237 MMpcd en el tercero. Sin embargo, debido a la declinación natural del campo, actualmente la operación se realiza mediante un solo tren de procesamiento.

En fecha 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 2830, el Campo Sábalo accedió al incentivo por producción incremental 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 15 MMUSD, por los cuales el Operador se encuentra realizando las gestiones de cobro.

En enero de 2026 finaliza el contrato de Operación y Mantenimiento de la compresión con terceros, permitiendo migrar hacia una gestión propia con equipos de la compañía. Dicha modificación permitirá generar eficiencias operativas y una reducción significativa en el OPEX de San Antonio.

Área Monteagudo

Habiéndose concretado la transferencia operativa del campo Monteagudo a favor de YPFB, las empresas participantes del Contrato de Operación (REPSOL E&P Bolivia S.A., en calidad de operador, y YPFB Andina S.A. y Petrobras Bolivia S.A. - Consorcio Monteagudo) se encuentran realizando gestiones con YPFB para hacer efectiva la renuncia de sus derechos sobre la totalidad de esta Área de Explotación, en el marco de lo establecido en la cláusula 7.16 del Contrato de Operación.

Otros Negocios



■ ■ ■ Planta de compresión JV

Información General

La Planta de Compresión de Río Grande (PCRGD) constituye uno de los activos estratégicos más relevantes de YPFB Andina S.A., sociedad que mantiene una participación accionaria del 50% y ejerce el rol de Administrador de la Planta.

Constituido el 12 de marzo de 1998 bajo la modalidad de Joint Venture, este activo inició operaciones comerciales el 1 de julio de 1999 con el objetivo fundamental de comprimir gas natural destinado al mercado interno y a la exportación, bajo el marco del contrato Gas Supply Agreement (GSA).

El punto neurálgico del sistema de transporte para la exportación es la PCRG, considerando que la PCRG es parte importante y fundamental del sistema de transporte de gas de exportación, situación que conlleva a la mejora continua de sus operaciones, logrando comprimir el total del volumen de Gas Natural de Exportación con destino a Brasil, como así también, comprimir volúmenes al Mercado Interno a través de abastecimiento directo al Gasoducto al Altiplano (GAA), servicios cumplidos a través de la implementación de estrategias de mantenimiento con el fin de mantener los niveles de confiabilidad y disponibilidad en el servicio de compresión.

Actualmente la Planta tiene suscrito un Contrato de Servicio en Firme Compresión de Gas Natural con una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2026 y una Cantidad Contratada de volúmenes de 12 MMm3d.

En el marco de las estrategias de continuidad de negocio y maximización de la infraestructura, se destaca la suscripción del "Contrato de Servicio Interrumpible de Compresión de Gas en Tránsito (GT) por Ductos" celebrado entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), en su calidad de Cargador, e YPFB Andina S.A., operando en representación del Joint Venture de la Planta de Compresión Río Grande (PCRG).

El servicio en interrumpible del GT y abastecimiento al GAA, genera nuevos negocios para sociedad, incrementando los Ingresos de la PCRG, brindando una robustez en el portafolio de servicios de la planta.

Marco Regulatorio y Concesiones

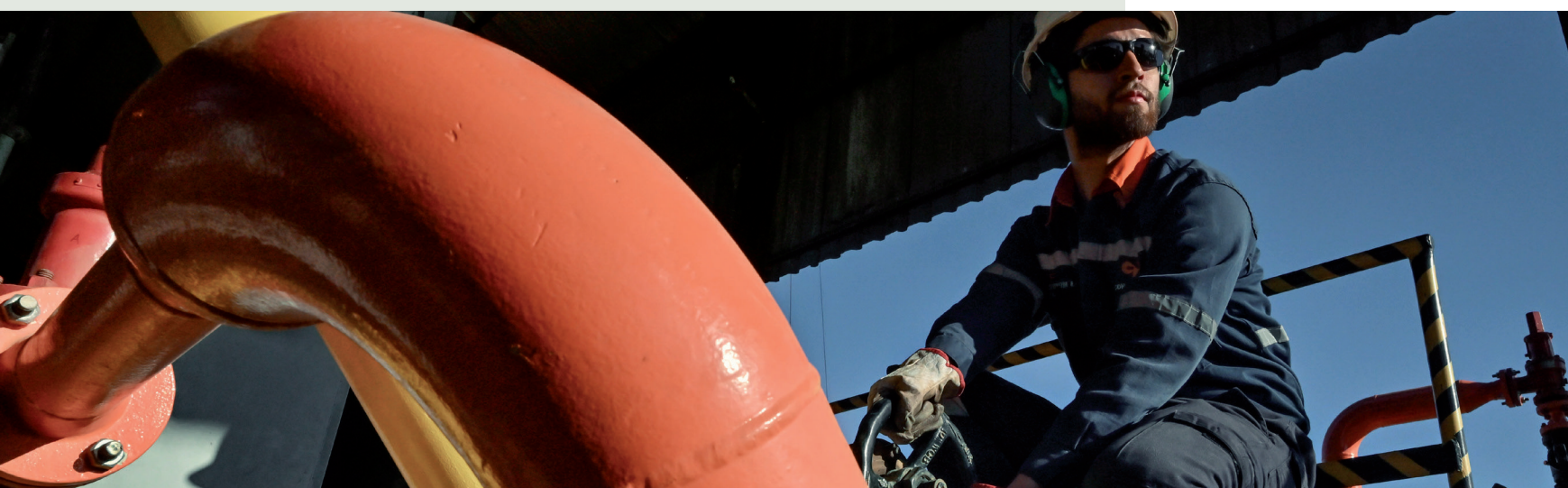
La operación de la PCRGD se sustenta en un marco legal sólido de largo plazo:

- Concesión de Construcción y Operación: Otorgada por un periodo de 40 años mediante la Resolución Administrativa SSDH N° 0075/2000 del 29 de febrero de 2000, emitida por la entonces Superintendencia de Hidrocarburos (actual Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH).
- Licencia de Operación: Emitida por la misma entidad reguladora mediante la Resolución Administrativa SSDH N° 0252/2001 del 12 de marzo de 2001.

Desempeño Operativo y Continuidad del Servicio

Desde su puesta en marcha, la PCRG se ha consolidado como un eslabón crítico e indispensable en el sistema de transporte de gas de exportación, registrando elevados estándares de confiabilidad y disponibilidad operativa.

A través de la rigurosa aplicación de estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo, la planta garantiza la continuidad, seguridad y eficiencia del servicio, procesando actualmente el 100% del volumen de gas natural exportado hacia la República Federativa de Brasil, además de los caudales orientados al mercado nacional.



Perspectiva Comercial y Desafíos Financieros

Las operaciones se desarrollan bajo el amparo de un Contrato de Servicio en Firme para Compresión de Gas Natural, el cual establece una Cantidad Contratada de 12 MMm3d y mantiene su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2026.

En el ámbito regulatorio, si bien en la gestión 2019 se concluyó el desarrollo del modelo económico acordado con la ANH para la determinación de la tarifa de compresión, dicha tarifa no ha sido objeto de revisión técnica en más de dos décadas. Esta falta de actualización tarifaria representa una limitación material para maximizar la generación de ingresos y asegurar la sostenibilidad financiera óptima del activo a largo plazo.

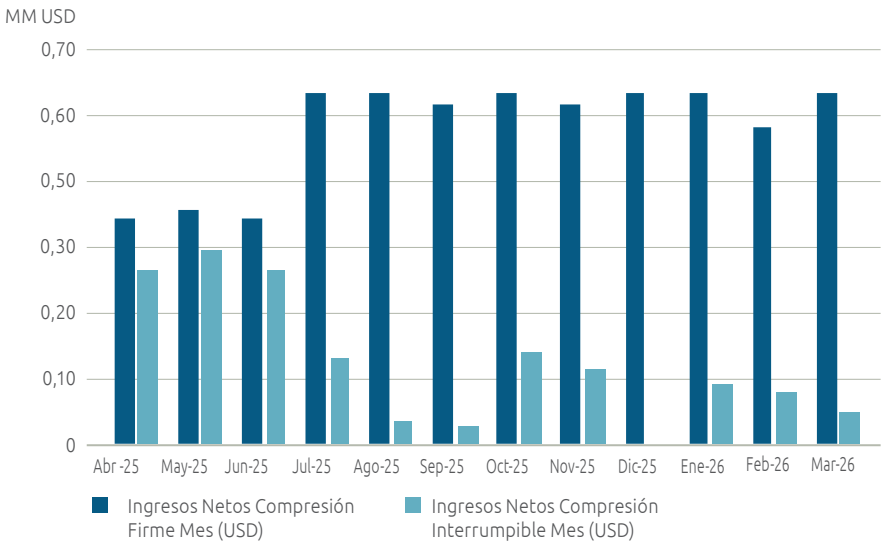
En conclusión, la gestión de la PCRG reafirma la madurez operativa de YPFB Andina S.A. como operador estratégico del sector. Al combinar la continuidad de los contratos en firme con la flexibilidad del nuevo servicio interrumpible, la compañía no solo mitiga los riesgos comerciales de la falta de actualización tarifaria, sino que consolida la posición de este activo como el nodo energético indispensable para el cumplimiento de los compromisos de exportación del país.



Ingresos por Servicios de Compresión en Firme e Interrumpible

De abril de 2025 a marzo de 2026, el Joint Venture recibió 6,65 MMUSD de ingresos Netos por el Servicio Firme de Compresión, con un promedio mensual de 0,55 MMUSD. Así también, durante el periodo mencionado, el Joint Venture recibió 1,71 MMUSD de ingresos Netos por el Servicio Interrumpible de Compresión y Gasoducto al Altiplano (GAA).

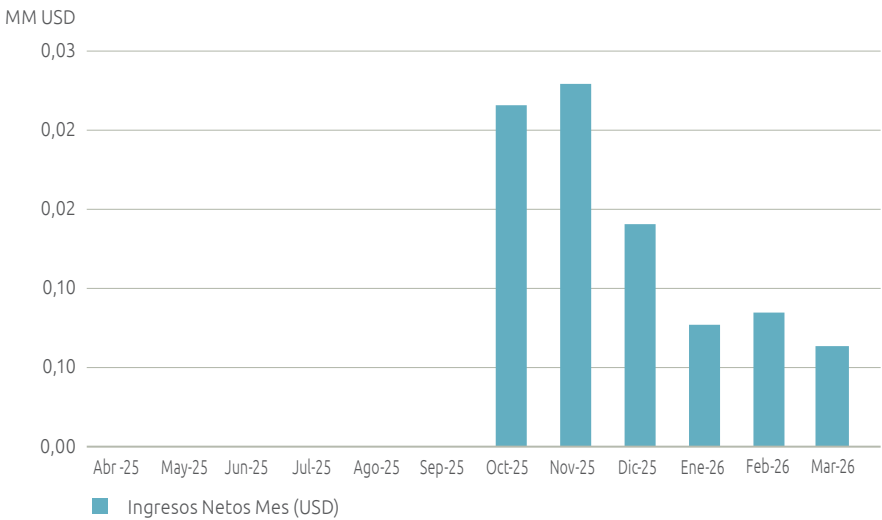
Gráfico N° 32
Ingresos Netos por el Servicio Firme de Compresión



Ingresos por Servicio Interrumpible de Compresión de Gas en Tránsito

De abril de 2025 a marzo de 2026, el Joint Venture recibió 0,08 MMUSD de ingresos Netos por el Servicio Interrumpible de Compresión de Gas en Tránsito, con un promedio mensual de 0,007 MMUSD.

Gráfico N° 33
Ingreso Neto Mes

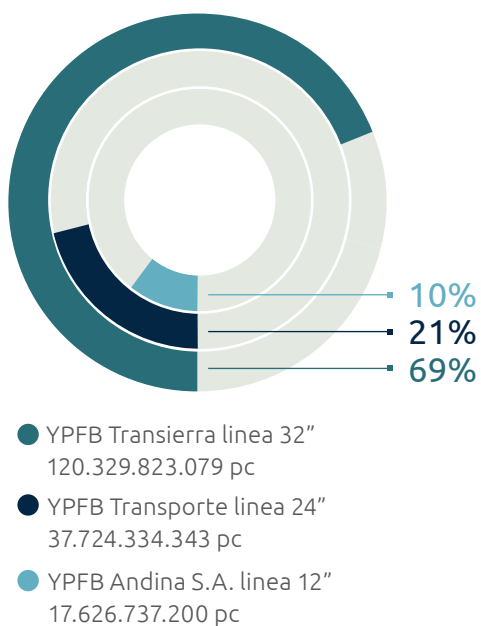


Volumen comprimido

El proceso de la PCRG consiste en recibir el gas a través de sus tres líneas de ingreso a una presión mínima de 818 PSI, 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 y entregar el gas en condiciones de presión y temperatura para su exportación al Brasil.

La PCRG 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° 34
Volumen total anual recepcionado PCRGD JV (60°F)

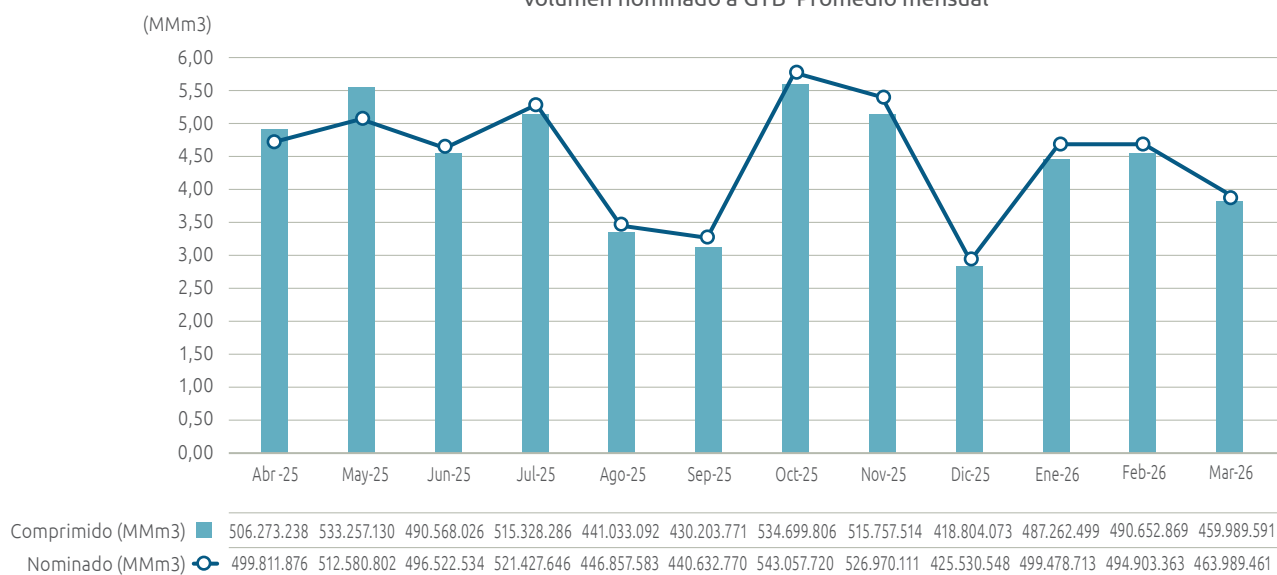


Fuente: Elaboración propia.



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° 35
Volumen comprimido PCGJV A GTB vs
volumen nominado a GTB Promedio mensual

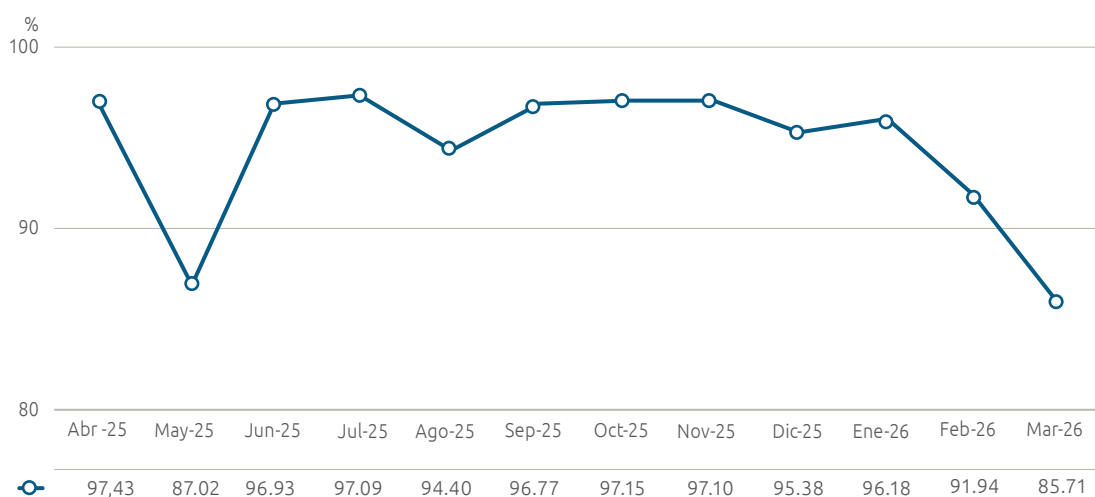


Fuente: Elaboración propia.

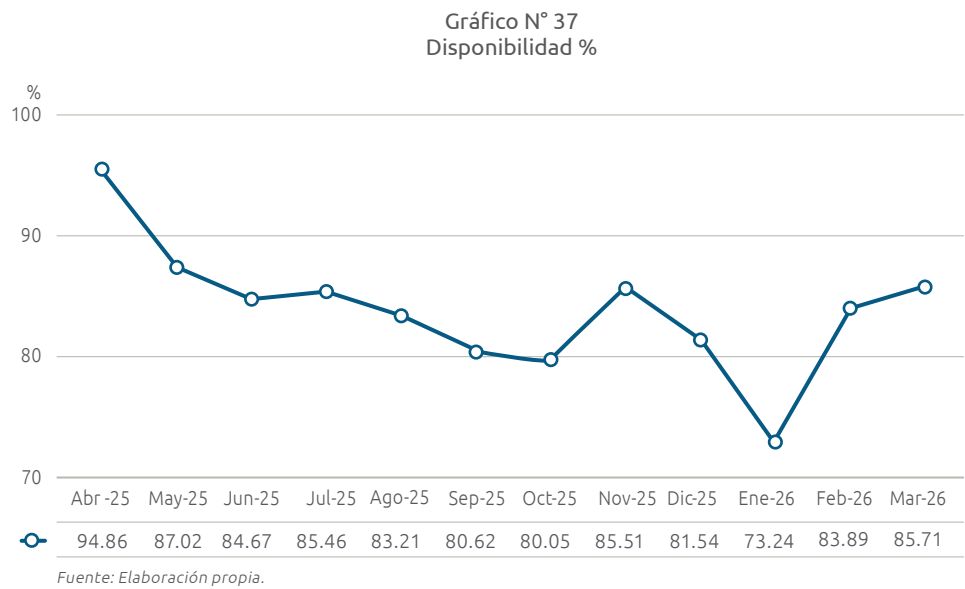
Estrategia de Mantenimiento

Como estrategia de mantenimiento y con el fin de conservar los niveles de confiabilidad y disponibilidad en el servicio de compresión, la PCRG 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° 36
Confiabilidad %



Fuente: Elaboración propia.



Inversiones

Durante la gestión y dentro de los planes de optimización y continuidad operativa de la PCRG 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.



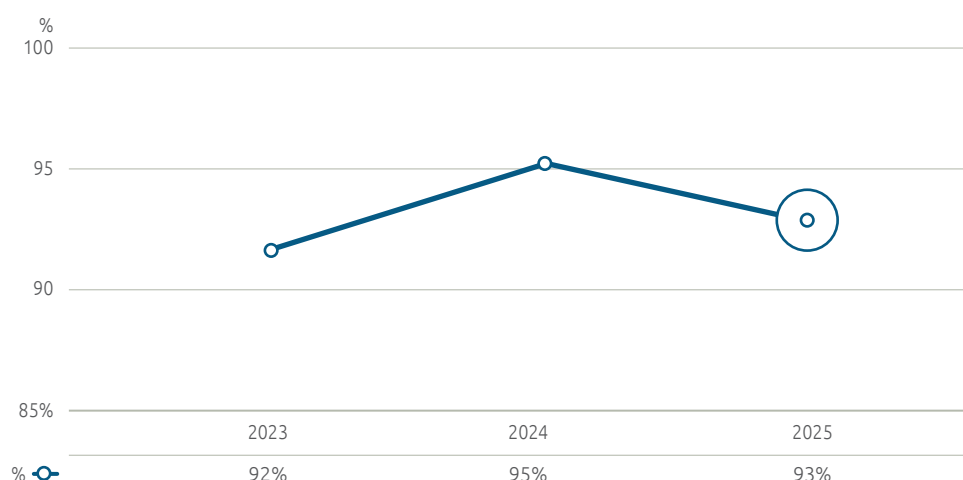
■ ■ ■ YPFB Transierra S.A.

La ejecución financiera de los proyectos de inversiones de capital durante la gestión 2025, alcanzó un 93% de cumplimiento respecto a lo programado; es decir, se ejecutó USD 4,03 millones respecto a los USD 4,33 millones programados.

El portafolio de inversión estaba compuesto por 15 proyectos, mismos que su gran mayoría tienen el propósito de garantizar la continuidad de servicio, además de proyectos de tecnología informática y administración.

La ejecución del 93% se encuentra entre los más altas alcanzadas 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.

Gráfico N° 38
Historico de % cumplimiento



Fuente: Elaboración propia.

Las categorías de proyectos de inversión de capital ejecutados durante la gestión 2025, se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 23
Proyectos de Inversión a Capital

Inversiones de Capital	Ejecutado 2025
Continuidad Operativa	469.385
Optimización	3.446.309
Total Continuidad de Servicios	3.915.694
Tecnología Informática	106.026
Administración	8.548
Total TI & Administración	114.574
TOTAL EJECUTADO	4.030.268
TOTAL PROGRAMADO	4.336.519
% CUMPLIMIENTO	93%

Fuente: Elaboración propia.



■ ■ ■ Principales proyectos ejecutados 2025

Actualización Red Control ECV

En la gestión 2025, y como parte de la renovación tecnológica, se realizó la modernización de la red control de la Estación de Compresión de Villa Montes, mediante el cableado de red por Fibra Óptica de los equipos Control de Planta (PLC) hasta los Turbocompresores y la Estación de Medición. Dando mayor robustez, estabilidad y confiabilidad al sistema de comunicación, de esta manera se garantiza una transmisión de datos más estable, segura y resistente a interferencias.

Migración Sistema de Monitoreo GASYRG

La migración de la Interface Hombre Maquina (HMI) a la plataforma Aveva-Intouch, tuvo como principal objetivo reducir costos en licenciamiento de software, optimización de recursos en soporte técnico, estandarizar los procesos en la transferencia de datos desde las Estaciones hacia Control del Sistema en Santa Cruz para operación y monitoreo remoto unificado con el sistema de visualización, la migración del Sistema de Monitoreo fue desarrollado de manera satisfactoria, garantizando la confiabilidad del sistema y validado por parte del personal de Control de Sistema.

Operación Remota Estaciones

Como parte de la mejora continua e innovación tecnológica se ejecutó el proyecto para la Operación Remota de Estaciones de Compresión, es así que mediante la recopilación de experiencias de empresas que ejecutan este tipo de operación, en la gestión 2025 se desarrolló la fase de ingeniería y parte de la implementación de la plataforma para la operación remota de las Estaciones de Villa Montes y Parapetí, la cual será puesta en operación durante el 2026 y a partir de ello plantear ajustes en las rutinas operativas orientadas a la optimización de recursos.

Profundización Margen Norte Cruce Río Pilcomayo

El proyecto “Profundización Margen Norte – Cruce Río Pilcomayo”, ejecutado en 2025 en el gasoducto GASYRG, permitió fortalecer de manera significativa la seguridad e integridad del ducto en uno de sus tramos más críticos, mitigando los riesgos asociados a la erosión y a la dinámica del cauce del río. Esta intervención aseguró la continuidad operativa del transporte de gas natural, redujo la probabilidad de contingencias y costos por emergencias, extendió la vida útil del activo y reforzó el cumplimiento de buenas prácticas de ingeniería y gestión de riesgos, aportando directamente a la confiabilidad y sostenibilidad del sistema de transporte de YPFB Transierra S.A.





“

En YPFB Andina S.A. la sostenibilidad orienta nuestras acciones para generar valor, proteger a las personas y preservar el entorno.

04 Sostenibilidad



Durante la gestión 2025–2026, YPFB Andina S.A. reafirmó su compromiso con la excelencia en Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Responsabilidad Social Empresarial (SSMA & RSE), consolidando estos pilares como ejes estratégicos para la sostenibilidad de sus operaciones. La implementación de prácticas integrales en SSMA no solo garantiza la protección de la vida y la salud de los trabajadores y comunidades, sino que también promueve el cuidado responsable del entorno y el cumplimiento riguroso de la normativa vigente. Asimismo, la gestión en RSE fortalece el relacionamiento transparente y constructivo con los grupos de interés, generando valor compartido y contribuyendo al desarrollo sostenible de las regiones donde la empresa opera. En este sentido, el enfoque preventivo, la mejora continua y la cultura organizacional basada en la responsabilidad y el respeto constituyen el fin último de estas acciones: asegurar operaciones seguras, responsables y alineadas con los más altos estándares de desempeño corporativo.

Indicadores de Gestión SSMA



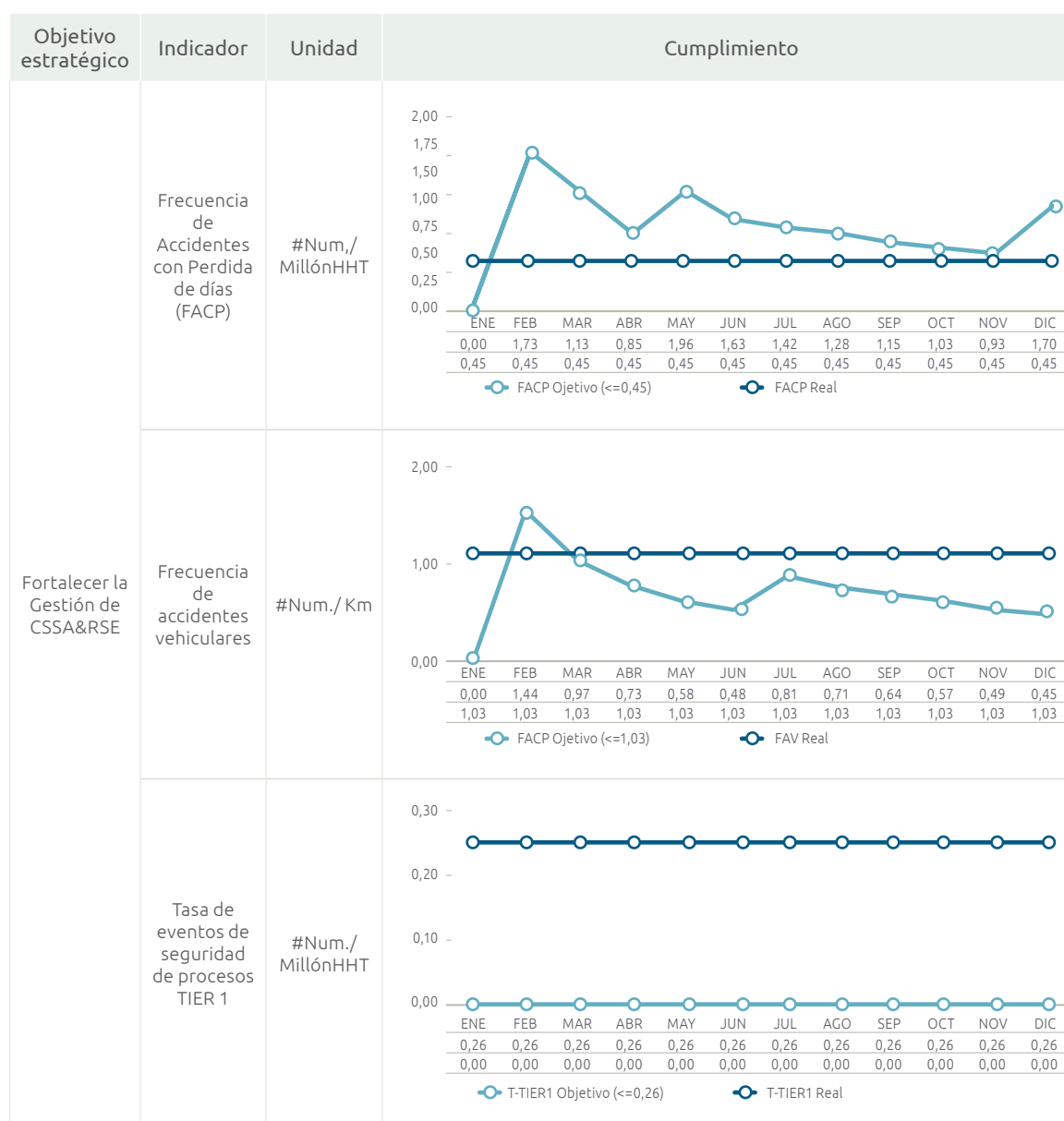
YPFB Andina S.A. implementa una gestión integral en materia de calidad, salud, seguridad y ambiente, sustentada en la prevención y control de riesgos en sus actividades, obras y proyectos (AOP's) tanto en campo como en la ciudad. Este enfoque tiene como objetivo evitar incidentes y accidentes en el trabajo, contribuyendo a la continuidad operativa y al cumplimiento de sus objetivos estratégicos.

La Compañía dispone para ello con personal especializado, con sólidos conocimientos técnicos, que brinda soporte integral a las áreas operativas y administrativas; asegurando la adecuada fiscalización y la aplicación de buenas prácticas operativas.

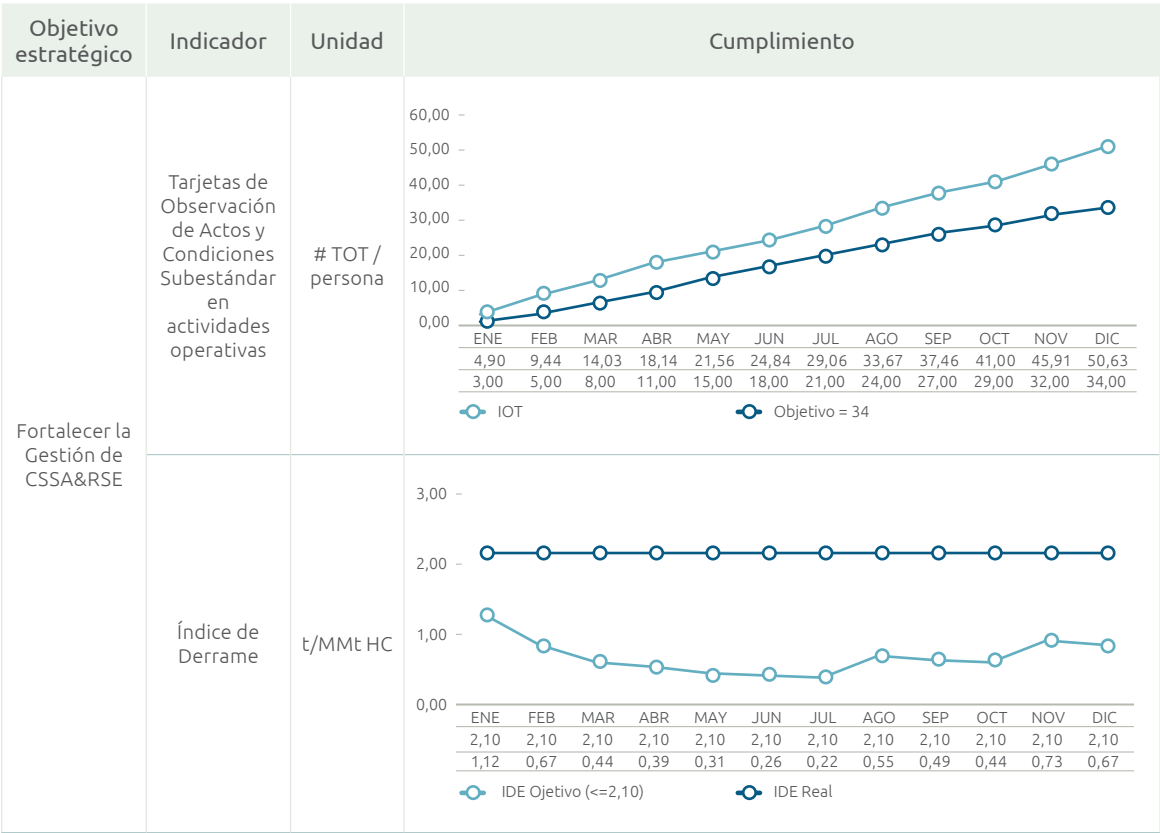
En este contexto y en línea con los objetivos estratégicos definidos para la gestión 2025, se obtuvieron los indicadores y resultados de desempeño que se presentan a continuación:



Cuadro N° 24
Objetivos Estratégicos



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

Se registraron 3.523.393 Horas Hombres Trabajadas (HHT) de exposición al riesgo, que representa un total de 1.184 trabajadores en el top de las actividades, no se registraron fatalidades y eventos TIER-1

En 4.459.259,87 Km recorridos no se registraron accidentes vehiculares de gravedad.

Dentro de los indicadores proactivos de la compañía, se estableció como objetivo la generación de 34 Tarjetas de Observación en el Trabajo (TOT), en función del promedio de personas en el trabajo. Al cierre de la gestión, el indicador alcanzó un valor de 50 tarjetas promedio por persona superando lo planificado.

Este resultado evidencia el alto nivel de compromiso de los colaboradores en la identificación de oportunidades de mejora en materia de Seguridad y Salud en áreas operadas y ciudad, permitiendo el cumplimiento y objetivos establecidos.

Gestión de seguridad industrial, salud y medio ambiente



Las áreas de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Medio Ambiente son pilares fundamentales en la industria de exploración y producción de hidrocarburos.

En el marco de nuestro compromiso permanente con la protección de la vida, la salud y el bienestar de nuestros trabajadores, YPFB Andina S.A. ha consolidado durante las gestiones 2025–2026 un conjunto de iniciativas orientadas a fortalecer una cultura de seguridad, salud y medio ambiente sólida, consciente, preventiva y proactiva:

Workshop de Seguridad y Salud 2026

Se desarrolló el Workshop de Seguridad y Salud en el Trabajo 2026, convocando a los niveles de liderazgo alto y medio de las empresas contratistas. Este espacio estratégico permitió alinear criterios, fortalecer competencias técnicas y reforzar el enfoque preventivo en la identificación de peligros, evaluación de riesgos y control operativo. La participación de los asistentes consolidó un espacio de aprendizaje colaborativo, orientado a la mejora continua del desempeño en SST y al cumplimiento riguroso de los estándares de YPFB Andina S.A.



Feria de Seguridad y Salud

En conmemoración del Día Mundial de la Seguridad y Salud en el Trabajo, se llevó a cabo la Feria de Seguridad y Salud durante las gestiones 2025 y 2026, constituyéndose en una plataforma clave de sensibilización y concientización. Este espacio integrador promovió la participación de trabajadores, contratistas e instituciones especializadas, fortaleciendo el compromiso colectivo hacia la prevención de riesgos laborales y consolidando la seguridad y salud como valores esenciales para el desarrollo de nuestras actividades.



Ciclo de talleres “Mente Segura, Operación Segura”

Con el objetivo de abordar integralmente la seguridad y salud desde una perspectiva de bienestar integral, se ejecutó el ciclo de talleres “Mente Segura, Operación Segura”, enfocado en el fortalecimiento del bienestar emocional y la prevención de riesgos psicosociales. A través de tres sesiones especializadas, se brindaron herramientas prácticas para la gestión del estrés y la toma de decisiones de los líderes, contribuyendo al desarrollo de entornos laborales más resilientes y en cumplimiento con la normativa vigente (NTS 009/23).



Escuela de fuego

Como parte del fortalecimiento de las capacidades de respuesta ante emergencias, se llevó a cabo la capacitación en la Escuela de Fuego en Planta Río Grande, dirigida a brigadistas de distintas áreas operativas de YPFB Andina S.A. Esta formación, de carácter teórico-práctico, permitió consolidar competencias críticas para la atención eficaz de eventos no deseados, reafirmando el compromiso de la Compañía con la preparación, la respuesta oportuna y la protección de sus operaciones y su personal.



Minga Ambiental

En el marco del Día Mundial del Medio Ambiente, en junio de 2025, el equipo de la GSA desarrolló la segunda versión de la Minga Ambiental, consolidando esta iniciativa como un eje estratégico de cultura ambiental y gestión responsable de residuos sólidos.

La actividad amplió su alcance hacia operaciones de campo e incorporó alianzas con YPFB Corporación, la Fundación Tapitas por los Chicos y recicladoras locales, logrando la recolección de aproximadamente 4,2 toneladas de residuos reciclables.

Los materiales recuperados fueron destinados a apoyar la lucha contra el cáncer infantil, reflejando un enfoque que integra sostenibilidad ambiental y compromiso social.

“
La Minga Ambiental
recuperó 4,2
toneladas de
residuos, integrando
sostenibilidad y
compromiso social.



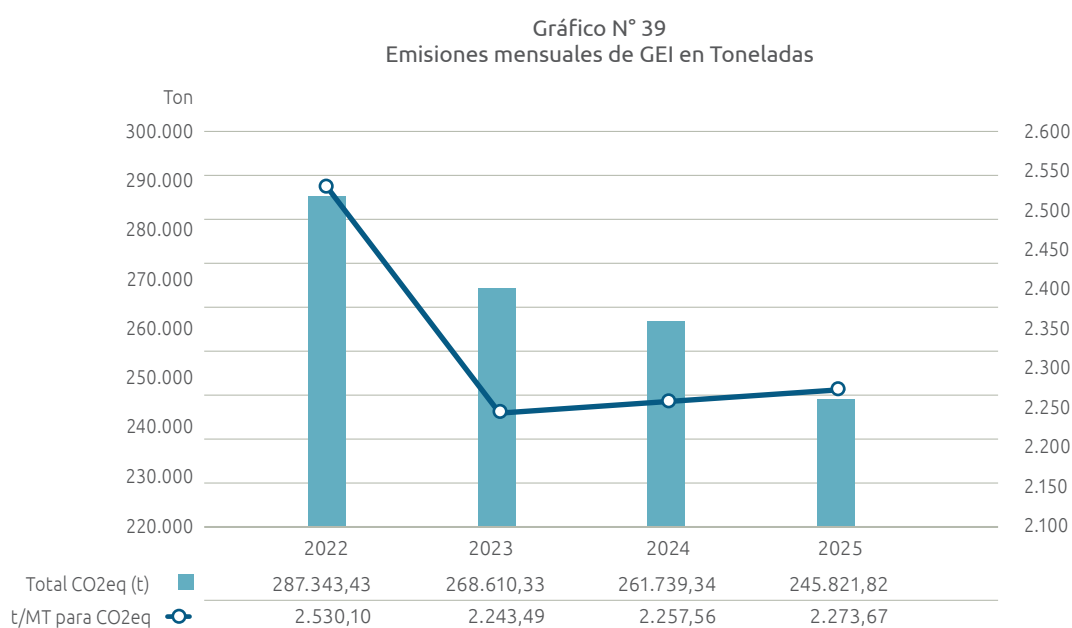
El conjunto de acciones antes referidas refleja una visión estratégica en la que la seguridad, salud y medio ambiente no solo constituyen un requisito normativo, sino son un pilar fundamental de la sostenibilidad organizacional. La promoción de comportamientos seguros, el fortalecimiento de capacidades y la generación de conciencia colectiva continúan siendo ejes prioritarios para avanzar hacia una operación cada vez más segura, responsable y alineada con los más altos estándares.

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

En el marco de la gestión ambiental de la Compañía, se realiza el seguimiento de los indicadores de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los cuales permiten evaluar su desempeño, así como identificar oportunidades de mejora en la eficiencia operativa.

Desde la gestión 2023 se implementó el estándar OGMP 2.0, que introduce mejoras significativas en la precisión metodológica para la estimación de las emisiones de metano (CH_4), mediante la aplicación de ocho factores genéricos alineados a las actividades operativas de YPFB Andina S.A.

Como resultado de la consolidación de esta metodología y la mejora en la gestión de la información, para la gestión 2025 se registraron emisiones de 245.822 t CO_2e . Este resultado evidencia una tendencia de optimización, influenciada, entre otros factores, por la declinación natural de la producción en campos maduros.



Fuente: Elaboración propia.

Para fortalecer el cálculo de la Huella de Carbono Organizacional, se desarrolló una metodología específica para la Oficina Central, bajo el enfoque del GHG Protocol. A través del cual, se hará seguimiento a la operación del proyecto de “Techos Solares en la Oficina Central”, vinculado con las emisiones de Alcance 2.

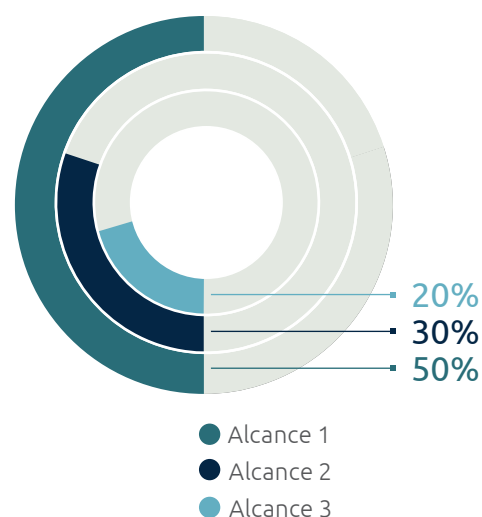
En 2025, la Huella de Carbono Organizacional alcanzó 1.652,24 t CO_2e , estableciendo la primera línea base para la Oficina Central, distribuida en:

Alcance 1
(emisiones directas)
333,09 t CO₂eq (20%)

Alcance 2
(electricidad)
493,76 t CO₂eq (30%)

Alcance 3
(otras emisiones indirectas)
825,38 t CO₂eq (50%)

Gráfico N° 40
Distribución % por Alcance



Fuente: Elaboración propia.

Considerando la línea base establecida para la gestión 2025 respecto a las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de electricidad (Alcance 2), se proyecta para la gestión 2026 una reducción del 22%, lo que equivale a una disminución aproximada de entre 102 y 110 toneladas de CO₂eq.

Existirá una reducción de alrededor 40 a 45% de emisiones de GEI de Oficina Central por generación propia mediante paneles solares.

Se proyecta para la gestión 2026 una disminución aproximada de entre 102 y 110 toneladas de CO₂eq. Por la implementación de paneles solares.

Se concluye, para ambos sistemas de cálculo de Emisiones de GEI en áreas operativas y Huella de Carbono en Oficina Central que se logró establecer una línea base sólida y un marco técnico para la gestión ambiental.

Estas acciones alimentan un modelo de gestión alineada con los compromisos de cambio climático y sostenibilidad.



La integración de licencias optimizó la gestión ambiental y fortaleció la eficiencia operativa.

Licenciamientos y Autorizaciones Ambientales

Bajo un enfoque de optimización, YPFB Andina S.A. ha logrado una gestión eficiente en la reducción de costos administrativos en materia ambiental desde gestiones anteriores, mediante la implementación del proceso de Integración de Licencias Ambientales para actividades, obras y proyectos (AOP) vigentes en los campos operados por la compañía.

Como resultado, se consolidaron los instrumentos de regulación ambiental, reduciendo de 40 documentos a 10 licencias ambientales integradas, lo que representa una mejora significativa en la eficiencia administrativa, el control operativo y el seguimiento del cumplimiento de la normativa ambiental.

En este mismo marco de optimización, se evidenció una reducción en la cantidad de Informes de Monitoreo Ambiental (IMA) correspondientes a las etapas de Operación y Mantenimiento (OyM), pasando de 41 a 22 IMAs, lo cual refleja un avance en la optimización de número de reportes y en la gestión integrada de las obligaciones ambientales.

En lo que refiere a la gestión 2025-2026 en trámites ambientales de “Licenciamiento Ambiental y Autorizaciones Conexas”, se gestionaron 24 trámites de licenciamiento, incluyendo:

- 2 EEIA-AE y 2 LASP
- 4 actualizaciones de Licencia Ambiental (LAA)
- 3 autorizaciones de Movimiento Menor (ITE)
- 5 formularios de Categorización Ambiental (FNCA-Cat-4)
- 1 integración de Licencias Ambientales
- 7 permisos de Desmonte no agropecuario (PDMna), aprobados por la ABT

Manejo de Pasivos Ambientales

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

- CAM-3, CAM-125, CAMBAT-14 D1, CAMPLT L1, CAMPLT L2, RGDINJ-F1

Los otros tres pasivos (CAM-99, RGDINJ-P, VBRINJ-P) están en proceso de remediación.

Informes de Monitoreo Ambiental (IMAs)

Se presentaron 52 IMAs, obteniendo un Índice de Gestión Ambiental (IGA): 0,94 (Alto Cumplimiento) previniendo sanciones por MMUSD 4,09 (0,3% del costo total de inversión ambiental).

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).



Relacionamiento comunitario y responsabilidad social empresarial

■ ■ ■ Responsabilidad Social Empresarial (RSE) – abril 2025 a marzo 2026

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 sociales, fortalecer relaciones comunitarias y contribuir al desarrollo sostenible en sus áreas de influencia.

Proyectos de Inversión Social

Se ejecutaron 8 proyectos de inversión social en coordinación con gobiernos municipales y organizaciones sociales de San Juan, Santa Rosa del Sara, Iguazurenda y Yapacaní:

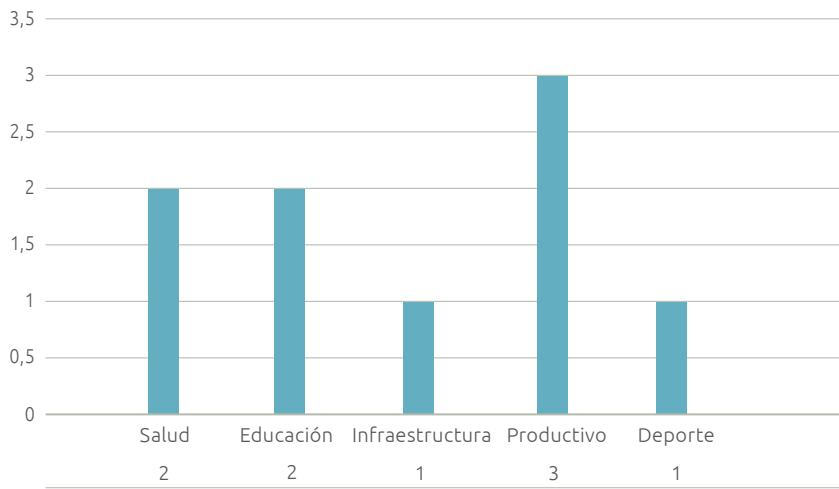


Cuadro N° 25
Reembolso por Diferencial de Precios y Gas Combustible

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 Dos pozos de agua	ODS 2, ODS 6, ODS 8, ODS 15
Deporte	Iluminación LED para área deportiva	ODS 3, ODS 11

Fuente: *ODS: Objetivo de Desarrollo Sostenible.

Gráfico N° 41
Proyectos de Inversión Social

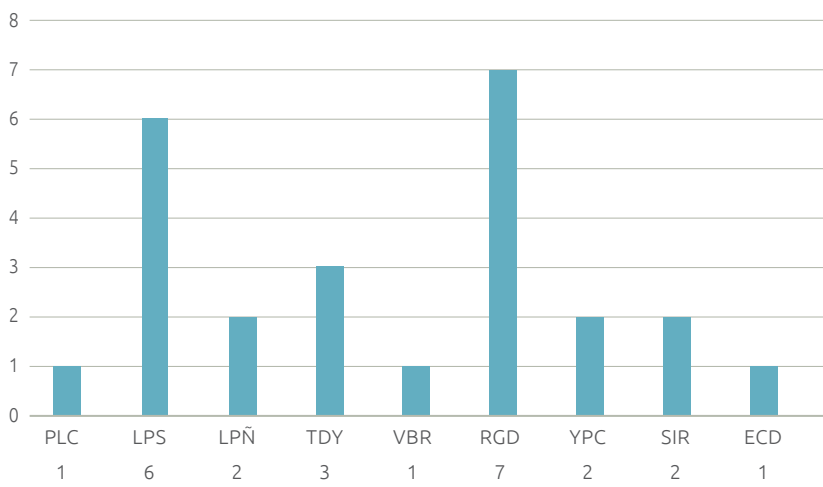


Fuente: Elaboración propia.

Gestión de Servidumbres y Afectaciones:

Se gestionaron contratos de servidumbre para 25 pozos distribuidos en los campos del Área Norte y Centro, lo que permitió avanzar en proyectos estratégicos como la perforación de pozos, la construcción de baterías, Abandonos de Pozos y la habilitación de caminos de acceso, en estricto cumplimiento de la normativa vigente y con respeto a los derechos de los propietarios.

Gráfico N° 42
Gestión Servidumbre por Campos



Fuente: Elaboración propia.

Sistema integrado de gestión



YPFB Andina S.A. se encuentra certificada bajo las normas:

ISO 9001:2015
Sistema de Gestión
de la Calidad



ISO 14001:2015
Sistema de Gestión
Ambiental



ISO 45001:2018
Sistema de Gestión
de Seguridad y Salud
en el Trabajo



ISO/TS 29001:2020
Industrias
del petróleo,
petroquímica y gas
natural



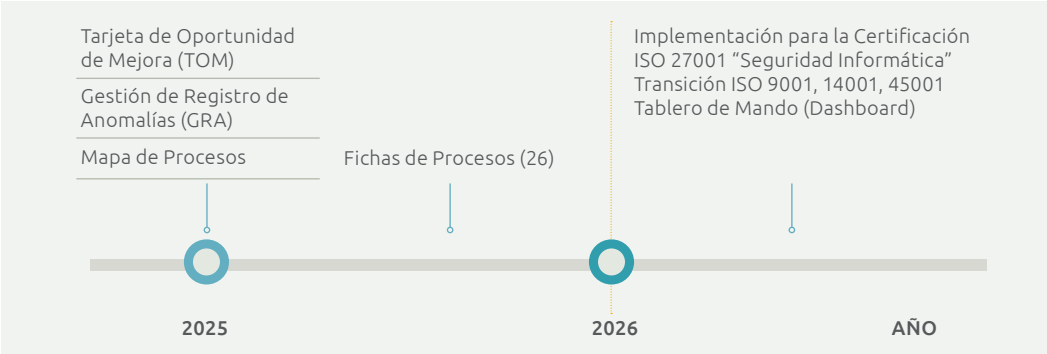
Estas normas internacionales representan buenas prácticas de la industria y permiten a YPFB Andina S.A. establecer políticas, objetivos, metas y procedimientos orientados a la identificación y gestión de sus principales procesos operativos, así como al cumplimiento de los requisitos legales aplicables. Asimismo, mediante auditorías y otros mecanismos de control, la compañía asegura el adecuado seguimiento de sus actividades y de los impactos generados sobre las distintas partes interesadas, fortaleciendo una cultura organizacional enfocada en la eficiencia, eficacia y mejora continua.

En este marco, YPFB Andina S.A. a través del Sistema Integrado de Gestión (SIG), viene trabajando en la implementación de distintas herramientas orientadas a incrementar la eficiencia y eficacia de los procesos, con el objetivo de optimizarlos frente a la coyuntura económica actual.

Durante la gestión 2025 se estableció como meta la adopción de un enfoque basado en procesos. A la fecha, se ha implementado el Mapa de Procesos de la compañía y se han elaborado un total de 26 Fichas de Procesos bajo la metodología SIPOC, constituyendo un importante avance orientado a la mejora continua, el establecimiento de indicadores y la gestión de riesgos y oportunidades en cada uno de los procesos.

A continuación, se presentan los hitos alcanzados durante las gestiones 2025 y 2026, así como la proyección de los proyectos previstos para las gestiones posteriores.

Cuadro N° 26
Hitos alcanzados y proyección de proyectos gestion 2025 y 2026



TOM	Herramienta para la digitalización de las Tarjetas de Oportunidad de Mejora, sugerencias, recomendaciones, reclamos.
GRA	Herramienta para la digitalización para el registro de las No Conformidades
Gestión basada en procesos	Herramienta para optimizar los procesos de la empresa y alcanzar la eficiencia y eficacia de los mismos.

Fuente: Elaboración propia.

Auditorías Internas y Externas al SIG

Anualmente se planifican y se ejecutan en YPFB Andina S.A. las auditorías al SIG tanto externas como internas. Dichas auditorías coadyuban a que los procesos de la empresa estén constantemente en el ciclo de la mejora continua.

En el mes de julio de 2025, se realizó la auditoría externa de tercera parte al SIG en la cual la empresa TUV Rheinland Argentina S.A. avaló el cumplimiento de las normas ISO de YPFB Andina S.A. Como parte del Informe emitido por la certificadora se señalan Oportunidades de Mejora y No Conformidades menores; así como las fortalezas identificadas durante la visita a la Compañía.



Cuadro N° 27
Reembolso por Diferencial de Precios y Gas Combustible

N°	Unidad/Dpto./ Sitio	Fortalezas
1	Alta Gerencia	Involucramiento de la dirección.
2	Sistema de Gestión	Madurez del sistema de gestión e incorporación de nuevas herramientas como el SIAP y GRA
3	Seguridad y Salud Ocupacional	Desempeño en Salud, Seguridad en el Trabajo pese al volumen de operaciones que se ha tenido en esta gestión
4	Operaciones	Competencia técnica del personal tanto en oficina, como en campo
5	Ingeniería	Cumplimiento en la ejecución de proyectos y nivel de cumplimiento de objetivos
6	Planta Rio Grande	Muy buena gestión de residuos en zona de transferencia y disposición
7	Medicina Laboral	Campañas de salud aplicadas en la Compañía
8	Yapacani	Orden y limpieza en la planta.

Fuente: Elaboración propia.





“

En YPFB Andina S.A. la transparencia y la responsabilidad financiera respaldan una gestión eficiente y orientada a la generación de valor.

05 Estados Financieros



Informe del auditor independiente

Balance general

Estado de resultados

Estado de evolución de patrimonio

Estado de flujos de efectivo

Notas de los estados financieros

Anexos

Informe de la comisión fiscalizadora



Encinas Auditores y Consultores S.R.L.
Dr Bernardo Cadario N° 3060
Edificio SOBODE. Piso 3
Santa Cruz de la Sierra, Bolivia
Tel: (591-3) 345 0077
www.encinas.com.bo

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 2026, 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 2026, 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.

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 – Asuntos pendientes de resolución y conciliación

Sin modificar nuestra opinión, llamamos la atención sobre lo mencionado en las Notas 6a y 14 de la información financiera adjunta, donde se indica que, a la fecha del presente informe, existen temas pendientes de resolución relacionados con derechos y obligaciones con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), así como asuntos 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.



Russell Bedford
taking you further

Encinas Auditores y Consultores S.R.L.
Miembro de Russell Bedford International - red global de firmas de servicios profesionales independientes

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 Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia, 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

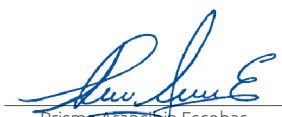
MAT. CDA SC – 3470

Santa Cruz de la Sierra, 26 de mayo de 2026

YPFB Andina S.A.
BALANCE GENERAL AL 31 DE MARZO DEL 2026 Y 2025
 (Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	Nota	2026	2025
ACTIVO			
ACTIVO CORRIENTE			
Disponible	4.1	1.870.144	2.228.470
Créditos por ventas	4.2	538.739	395.040
Otros créditos	4.3	686.696	526.223
Inventarios		227.474	268.872
TOTAL ACTIVO CORRIENTE		3.323.053	3.418.605
ACTIVO NO CORRIENTE			
Créditos por ventas	4.2	21.485	21.485
Bienes de uso	4.4	2.932.021	3.077.437
Inversiones	4.5	688.948	748.289
Otras inversiones	4.6	486.574	518.086
Otros créditos	4.3	413.277	282.662
Inventarios		173.968	175.641
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE		4.716.273	4.823.600
TOTAL ACTIVO		8.039.326	8.242.205
PASIVO			
PASIVO CORRIENTE			
Deudas comerciales	4.7	345.182	410.371
Remuneraciones y cargas sociales		25.568	23.642
Deudas fiscales	4.8	49.018	52.206
Previsión para remediación ambiental	11	4.348	7.019
Otros pasivos y provisiones	4.9	27.675	29.285
TOTAL PASIVO CORRIENTE		451.791	522.523
PASIVO NO CORRIENTE			
Deudas comerciales	4.7	28.982	29.422
Previsión para beneficios sociales		23.988	22.262
Otros pasivos y provisiones	4.9	817.483	841.637
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE		870.453	893.321
TOTAL PASIVO		1.322.244	1.415.844
PATRIMONIO			
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	553.009	540.232
Ajuste de reservas patrimoniales	8.b)	1.572.687	1.572.687
Resultados acumulados	8.d)	149.967	272.023
TOTAL PATRIMONIO		6.717.082	6.826.361
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		8.039.326	8.242.205

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


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


 Marco A. García Rodríguez
 Gerente de Administración
 y Finanzas


 Pablo S. Blajos Kraljevic
 Representante Legal


 Daniel A. Arnez Ahenke
 Representante Legal

YPFB Andina S.A.

ESTADO DE RESULTADOS POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL
31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	Nota	2026	2025
Ingresos			
Ingresos operativos		1.193.327	1.420.940
Costos de operación		(1.065.620)	(1.028.477)
Utilidad bruta		<u>127.707</u>	<u>392.463</u>
Gastos de exploración		(112.853)	(1.715)
Gastos generales y de administración		(101.624)	(98.766)
Resultados en Sociedades Vinculadas		71.892	63.130
(Pérdida)/Utilidad operativa		<u>(14.878)</u>	<u>355.112</u>
Otros ingresos/(egresos)			
Egresos financieros, netos		(5.111)	(14.809)
Otros ingresos (egresos), netos	4.10	14.109	(17.756)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes y diferencia de cambio		<u>7.897</u>	<u>8.629</u>
Resultado del ejercicio antes de impuestos		2.017	331.176
Impuesto sobre las utilidades de las empresas - diferido	16.2	130.615	(75.627)
Utilidad neta del ejercicio		<u><u>132.632</u></u>	<u><u>255.549</u></u>

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



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



Marco A. García Rodríguez
Gerente de Administración
y Finanzas



Pablo S. Blajos Kraljevic
Representante Legal



Daniel A. Arnez Ahenke
Representante Legal

YPFB Andina S.A.
ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025
(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
Saldos al 31 de marzo de 2024 (modificado)								
Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de Junio de 2024 - Constitución de la reserva legal	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 30 de Diciembre de 2024 - Distribución de dividendos	-	-	-	-	5.614	-	(5.614)	-
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(100.796)	(100.796)
	-	-	-	-	-	-	255.549	255.549
Saldos al 31 de marzo de 2025	1.343.952	1.277.354	715.456	1.104.657	540.232	1.572.687	272.023	6.826.361
Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de Junio de 2025:								
- Constitución de la reserva legal	-	-	-	-	12.777	-	(12.777)	-
- Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(241.911)	(241.911)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	132.632	132.632
Saldos al 31 de marzo de 2026	1.343.952	1.277.354	715.456	1.104.657	553.009	1.572.687	149.967	6.717.082

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


Prisma Atencibia Escobar
Jefe de Contabilidad y Reporting
CAUB N° 4151


Marco A. García Rodríguez
Gerente de Administración y Finanzas


Pablo S. Blajos Kraljevic
Representante Legal


Daniel A. Arnez Ahenke
Representante Legal

YPFB Andina S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL
31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	2026	2025 (reclasificado)
Actividades operativas:		
Utilidad neta del ejercicio	132.632	255.549
Ajuste para reconciliar la Utilidad neta del ejercicio con el efectivo neto de actividades operativas:		
Depreciación de bienes de uso	541.527	545.126
Castigo pozo exploratorio	112.246	-
Previsión para beneficios sociales	8.541	7.819
Resultado en Sociedades Vinculadas	(71.892)	(63.130)
Bajas de activos improductivos	11.683	17.726
Provisión por obsolescencia de materiales	16.164	(11.832)
Incremento de provisiones no erogadas	50.742	27.913
	801.643	779.171
Cambios en activos y pasivos:		
Créditos por ventas	(143.699)	145.459
Otros créditos	(361.143)	36.873
Inventarios	15.228	(72.359)
Deudas comerciales	(65.629)	168.050
Deudas fiscales	(3.188)	(9.979)
Remuneraciones y cargas sociales	1.926	(1.048)
Previsión pasivo ambiental	(2.724)	(243)
Otros pasivos y provisiones	(56.731)	(20)
Pago de beneficios sociales	(6.815)	(8.238)
Total flujo de efectivo proveniente de actividades de operación	178.868	1.037.666
Actividades de inversión:		
Adquisición de bienes de uso	(528.082)	(379.642)
Otras inversiones	31.512	49.585
Dividendos recibidos	201.287	77.440
Total flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión	(295.283)	(252.617)
Actividades de financiación:		
Dividendos pagados	(241.911)	(100.796)
Total flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación	(241.911)	(100.796)
(Disminución)/Incremento neto de efectivo	(358.326)	684.253
Disponible al inicio del ejercicio	2.228.470	1.544.217
Disponible al cierre del ejercicio	1.870.144	2.228.470

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


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


 Marco A. García Rodríguez
 Gerente de Administración
 y Finanzas


 Pablo S. Blajos Kraljevic
 Representante Legal


 Daniel A. Arnez Ahenke
 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 posibilitó 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 2026 y 2025, 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 2026 y 2025.

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.

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

Para estos efectos se ha considerado el valor de la UFV del 10 de diciembre de 2020 Bs 2,35998.

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 2026 y 2025, fue de Bs. 3.18453 y Bs. 2.64826 por UFV 1, respectivamente.

2.4 Integración de la participación en Contratos de Riesgo Compartido y Contratos de Operación No Operados

La participación de YPFB Andina S.A. en las operaciones de los Contratos de Riesgo Compartido y Contratos de Operación No Operados, 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 Transacciones y saldos en moneda extranjera

Durante la gestión 2025 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la economía del país continuó presentando restricciones en el acceso a divisas. En este contexto, la Sociedad evaluó los lineamientos establecidos en la Norma de Contabilidad N° 12 para el tratamiento contable de operaciones en moneda extranjera.

Al cierre del ejercicio, la Sociedad no requirió recurrir a la compra de divisas ni efectuar operaciones mediante mecanismos alternativos de acceso a moneda extranjera, por lo que sus saldos monetarios en dólares estadounidenses fueron valuados utilizando el tipo de cambio oficial vigente emitido por el Banco Central de Bolivia.

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 2026 y 2025 fue de Bs 6,96.

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.

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

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 2026 y 2025, 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

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

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, con la generación de 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

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

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).

NOTA 4 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS**4.1 Disponible**

La composición del rubro al 31 de marzo de 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026	2025
Bancos moneda nacional	207.771	964.189
Bancos moneda extranjera	951.695	676.576
Inversiones financieras ⁽¹⁾	702.814	562.546
Otras disponibilidades ⁽²⁾	7.864	25.159
Total	<u>1.870.144</u>	<u>2.228.470</u>

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

(2) Al 31 de marzo de 2026 y 2025, incluye disponibilidades correspondientes a áreas no operadas por Bs7.784 y Bs25.079 respectivamente.

4.2 Créditos por ventas

La composición del rubro al 31 de marzo de 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026		2025	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Petrobras Brasil ⁽¹⁾	-	21.485	-	21.485
Sociedades relacionadas (Nota 5) ⁽²⁾	601.671	-	481.629	-
Univen Petroquímica LTDA. ⁽³⁾	-	-	6.957	-
Otros	(235)	-	(235)	-
(-) Previsión para incobrables (Nota 6) ⁽⁴⁾	(62.697)	-	(93.311)	-
Total	<u>538.739</u>	<u>21.485</u>	<u>395.040</u>	<u>21.485</u>

- (1) Corresponde a los volúmenes registrados como line pack de gas al inicio de las exportaciones del Contrato GSA.

NOTA 4 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS (Cont.)

- (2) El saldo al 31 de marzo de 2026 y 2025, incluye cuentas por cobrar por concepto de Retribución del Titular por Bs601.625 y Bs457.903 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 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 fue 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 hizo conocer que no se encontraron declaraciones de impuestos de Univen y su filial, de acuerdo al certificado emitido por la oficina del Juez donde radica el proceso en el Estado de São Paulo, de la República Federativa de Brasil. El Juez dictó un proveído que ordenó la realización de la búsqueda con el fin de localizar eventuales bienes embargables a través del Sistema Nacional de Investigación y Recuperación de Activos (SNIPER). Hasta la fecha el juzgado no ha incorporado al expediente el resultado de dicha búsqueda.

NOTA 4 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS (Cont.)

En consideración a los antecedentes descritos, el tiempo transcurrido y la imposibilidad de identificar activos embargables o mecanismos efectivos de recuperación, la Sociedad, sin renunciar a su derecho de cobranza y a las acciones legales que pudieran corresponder en el futuro, ha decidido efectuar el castigo contable del referido saldo por cobrar por un importe de Bs6.957 a la fecha.

- (4) El saldo al 31 de marzo de 2026 y 2025 de Bs62.697, 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 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026		2025	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Crédito Fiscal IVA – campos no operados	4.737	68.204	8.056	68.204
Sociedades relacionadas (Nota 5)	290.133	-	218.836	-
Depósitos en garantía y fianzas	822	-	822	-
Anticipo de regalías	-	71.398	-	71.398
Gastos pagados por adelantado	44.083	-	42.766	-
Tesoro General de la Nación (1) (Nota 6b)	303.251	-	223.974	-
Otros créditos en Asociaciones	60.641	-	50.858	-
Uso de facilidades (Bloque XX Tarifa)	1.575	-	1.997	-
Anticipos a proveedores	17.708	-	7.530	-
Créditos impositivos (Nota 16.2)	603	273.675	7.748	143.060
Otros	877	-	1.370	-
(-) Provisión para incobrables	(37.734)	-	(37.734)	-
Total	<u>686.696</u>	<u>413.277</u>	<u>526.223</u>	<u>282.662</u>

- (1) El importe por Bs303.251, está compuesto principalmente por incentivos a la producción por cobrar por Bs285.468.

4.4 Bienes de uso

La composición del rubro al 31 de marzo de 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026		2025	
	Valor de origen	Depreciación acumulada	Valor neto	Valor neto
Terrenos y edificios	272.946	(128.141)	144.805	151.270
Muebles, útiles e instalaciones	53.681	(48.762)	4.919	5.591
Maquinarias, herramientas y equipos	535.683	(527.877)	7.806	5.099
Rodados	44.276	(40.296)	3.980	1.512
Planta de Compresión de Río Grande	523.655	(437.952)	85.703	92.074
Pozos productores	25.267.334	(22.960.894)	2.306.440	2.500.766
Perforaciones y obras en curso	283.370	-	283.370	245.779
Exploración	2.237.033	(2.142.035)	94.998	75.346
Total 2026	<u>29.217.978</u>	<u>(26.285.957)</u>	<u>2.932.021</u>	<u>-</u>
Total 2025	<u>28.720.407</u>	<u>(25.642.970)</u>	<u>-</u>	<u>3.077.437</u>

La depreciación acumulada incluye la depreciación del ejercicio finalizado el 31 de marzo de 2026 por Bs541.527(2025: Bs545.126).

NOTA 4 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS (Cont.)

4.5 Inversiones

La composición del rubro al 31 de marzo de 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026	2025
Participación en YPFB Transierra S.A. ⁽¹⁾	688.211	747.552
Acciones Telefónicas	620	620
Otras inversiones	117	117
Total	<u>688.948</u>	<u>748.289</u>

(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 – Rio 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 Bolívie Sucursal Bolivia (actualmente TotalEnergies EP Bolívie 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%
Total	<u>6.176.000</u>	<u>100%</u>

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 auditados al 31 de marzo de 2026 y 2025, 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".

NOTA 4 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS (Cont.)

Negociaciones actuales de la Subsidiaria

- En base a las negociaciones realizadas por el Estado Boliviano referente a los mercados de exportación de Gas Natural y de transporte de gas en tránsito, YPFB Transierra S.A. mantiene vigente Contratos de transporte de gas natural suscritos con YPFB hasta el año 2026.

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 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 disminuyó en Bs.353.626, ii) el patrimonio neto disminuyó en Bs379.401, y iii) el resultado la 31 de marzo de 2025 se incrementó en Bs25.775.

Al 31 de diciembre de 2025, YPFB Transierra S.A., como resultado de la evaluación de sus flujos futuros descontados, registró una pérdida por deterioro de valor en sus activos fijos. En consecuencia, YPFB Andina S.A. ajustó el valor de su inversión de acuerdo con su porcentaje de participación, cuyo efecto neto representó una disminución de Bs27.439 al 31 de diciembre de 2025.

Cuentas por cobrar a YPFB Corporación registrados por YPFB Transierra S.A.

- Al 31 de marzo de 2026, YPFB Transierra S.A. presenta un saldo por cobrar a YPFB de Bs30.342, que corresponden a servicios devengados durante la gestión, que, a la fecha, no han sido reconocidos por YPFB y se encuentran en proceso de negociación entre las partes.

A la fecha de la emisión de la presente información financiera, dichos saldos no fueron confirmados por YPFB, en consecuencia, existe incertidumbre respecto de su recuperabilidad. La Administración de YPFB Transierra S.A. se encuentra evaluando el resultado de las negociaciones en curso y el impacto que pudiera derivarse sobre la razonabilidad y recuperabilidad de los mencionados saldos. El posible efecto, si lo hubiese, en YPFB Andina S.A. sería una disminución en la inversión de Bs13.502, de acuerdo a su participación.

4.6 Otras inversiones no corrientes

La composición del rubro al 31 de marzo 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026	2025
Depósito en Fideicomiso (Nota 19.h)	486.574	518.086
Total	486.574	518.086

Al 31 de marzo de 2026 y 2025, el importe de Bs486.574 y Bs518.086, 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 2026 y 2025, es la siguiente:

NOTA 4 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS (Cont.)

	2026		2025	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores				
- Sociedades relacionadas (Nota 5)	10.054	-	24.730	-
- Proveedores de Bloques No Operados	85.487	28.982	100.318	29.422
- Comunes	158.525	-	139.654	-
Provisiones para gastos y servicios	91.116	-	145.669	-
Total	<u>345.182</u>	<u>28.982</u>	<u>410.371</u>	<u>29.422</u>

4.8 Deudas fiscales

La composición del rubro al 31 de marzo de 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026	2025
Impuestos a las transacciones (IT)	48.469	49.805
Débito fiscal IVA	494	2.188
Retenciones a terceros	55	213
Total	<u>49.018</u>	<u>52.206</u>

4.9 Otros pasivos y provisiones

La composición del rubro al 31 de marzo de 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026		2025 (reclasificado)	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Dividendo por pagar	15.420	-	15.443	-
Bonos por pagar	1.309	-	1.309	-
Provisión abandono de campos	-	817.135	-	841.289
Otras provisiones	10.946	348	12.533	348
Total	<u>27.675</u>	<u>817.483</u>	<u>29.285</u>	<u>841.637</u>

4.10 Otros ingresos (Egresos), netos

La composición del rubro al 31 de marzo de 2026 y 2025, es la siguiente:

	2026	2025
Efecto de abandono de campo	(93)	(7.509)
Efecto de venta de activos	(8.571)	(12.327)
Reversión Provisión Dudosos Cobros Diferencial Precios	23.657	-
Otros	(884)	2.080
Total	<u>14.109</u>	<u>(17.756)</u>

YPFB ANDINA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

NOTA 5 - SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES RELACIONADAS

Los saldos con sociedades relacionadas al 31 de marzo de 2026 y 2025, son los siguientes:

Sociedad	Créditos por ventas ⁽¹⁾		Otros créditos ⁽²⁾	
	2026	2025	2026	2025
Repsol E&P Bolivia S.A.	-	-	396	421
Repsol Bolivia S.A.	-	-	-	26
YPFB	601.671	481.629	235.245	94.400
YPFB Chaco S.A.	-	-	680	122
YPFB Transierra S.A.	-	-	53.812	123.867
Total	<u>601.671</u>	<u>481.629</u>	<u>290.133</u>	<u>218.836</u>

Sociedad	Deudas Comerciales ⁽³⁾		Provisión para dudoso cobro ⁽⁴⁾	
	2026	2025	2026	2025
YPFB	8.625	23.181	62.697	86.354
Repsol Bolivia S.A.	738	692	-	-
Repsol E&P Bolivia S.A.	122	122	-	-
YPFB Transporte S.A.	-	-	-	-
YPFB Refinación S.A.	569	735	-	-
Total	<u>10.054</u>	<u>24.730</u>	<u>62.697</u>	<u>86.354</u>

Sociedad	Ingresos ⁽⁵⁾		Compras, Servicios Contratados y otros ⁽⁶⁾	
	2026	2025	2026	2025
YPFB	1.055.875	1.249.404	18.277	1.271
Repsol Bolivia S.A.	-	7	3.811	3.712
Repsol E&P Bolivia S.A.	3.052	2.732	-	1.452
YPFB Chaco S.A.	7.466	106	-	-
YPFB Transporte S.A.	-	-	-	24
YPFB Refinación S.A.	-	2	3.839	-
Total	<u>1.066.393</u>	<u>1.252.251</u>	<u>25.927</u>	<u>6.459</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 servicios de seguridad a S&V, uso de instalaciones campos ajenos Río Grande, servicio de O&M SRB-MMRI y Yará, servicio de procesamiento Yará, servicios integrados Iñau y SRB-MMR, utilización del ducto lateral San Antonio, por el uso de instalaciones, procesamiento y líneas laterales San Alberto y por la distribución de dividendos de YPFB Transierra S.A. según JGOA de fecha 27 de marzo de 2026.

(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 Surubí Mamoré, servicios de alquiler de equipos de perforación campo Yapacaní-X43, provisión de gas lift, servicios de administración de personal Seconde (SCD) oficina central, préstamos de materiales 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 la reversión de la provisión para incobrable por Diferencial de precios SAN-SAL y campos operados, debido al pago realizado por YPFB producto de la conciliación del Diferencial de Precios y Gas Combustible según acuerdo correspondiente al primer periodo del 2001 al 1 de mayo de 2007, por el uso de instalaciones campos ajenos RGD, servicio de procesamiento Yará, SIPP Iñau, SIPP SRB-MMRI, servicio de O&M SRB-MMRI MTG, Cambeiti y Yará, utilización de facilidades del campo de San Antonio y San Alberto.

(6) Las "Compras y servicios contratados y otros", corresponden principalmente a gastos por patentes hidrocarburíferas, compra de gas lift, suministros carburantes y propano, compra de Información Técnica Geológico y Geofísica, por reprocesamiento cubo/sísmico 3D, por la administración de personal SCD oficina central y compra de aceites lubricantes.

YPFB ANDINA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

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 2026 y 2025, la Sociedad tiene registrado como cuentas por cobrar por Retribución del Titular, los siguientes importes:

	2026	2025
Deuda vigente	278.625	295.723
Deuda vencida	323.000	162.180
Cuenta por cobrar a YPFB	601.625	457.903

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 2026 y 2025, 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.

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 (Cont.)

- 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 (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.

El Decreto Supremo 2830 fue modificado a través del Decreto Supremo 5599 de 30 de marzo de 2026, el cual busca ajustar los incentivos en concordancia con la política estatal en materia de hidrocarburos, considerando la estabilización de precios de los productos derivados del petróleo establecida mediante el Anexo 1 del Decreto Supremo 5516. De esa forma, el Decreto Supremo 5599 establece un filtro económico adicional a la concesión de incentivos, determinando que cuando el precio del Petróleo Crudo para el mercado interno tenga un valor mayor a 27,11 \$us/Bbl (VEINTISIETE 11/100 DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR BARRIL), se ajustarán los incentivos.

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 y el Decreto Supremo 5599 de 30 de marzo de 2026.

Al 31 de marzo 2026 y 2025, la Sociedad tiene registradas como cuentas por cobrar por incentivos Bs285.468 y Bs206.191, 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 2026 y 2025, 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 2026 y 2025 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 2026 y 2025 es de Bs1.277.354.

NOTA 8 - OTRAS CUENTAS DEL PATRIMONIO (Cont.)

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 2026 y 2025 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 2026 y 2025 es de Bs1.104.657.

d) Resultados acumulados

Esta cuenta incluye el monto correspondiente a utilidades acumuladas al 31 de marzo de 2026 y 2025, incluyendo el resultado de doce meses finalizado a dicha fecha. El saldo de la cuenta "Resultados acumulados" al 31 de marzo de 2026 y 2025 es de Bs149.967 y Bs272.023 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 2026 y 2025 es de Bs553.009 y Bs540.232, respectivamente.

NOTA 10 - POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Al 31 de marzo de 2026 y 2025, la Sociedad mantenía los siguientes activos y pasivos en moneda extranjera:

	2026		2025	
	Clase y monto de la moneda extranjera MUS\$	Cambio vigente	Monto en moneda local	Monto en moneda local
Activo corriente				
Disponibles	190.762	6,96	1.327.702	1.080.041
Créditos por ventas	77.405	6,96	538.739	395.040
Otros créditos	68.131	6,96	474.192	326.278
Total posición activa	<u>336.298</u>		<u>2.340.633</u>	<u>1.801.359</u>
Pasivo corriente				
Deudas comerciales	28.414	6,96	197.761	257.631
Otros pasivos	1.245	6,96	8.665	18.688
Total posición pasiva	<u>29.659</u>		<u>206.426</u>	<u>276.319</u>
Posición neta activa	<u>306.639</u>		<u>2.134.207</u>	<u>1.525.040</u>

De acuerdo con las disposiciones legales y contables, los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera fueron valuados al tipo de cambio oficial vigente al cierre del ejercicio. En este contexto, eventuales modificaciones futuras en el tipo de cambio oficial podrían generar efectos en la situación financiera, los resultados de operación y los flujos de efectivo de la Sociedad.

La Administración realiza seguimiento permanente a la evolución de las condiciones del mercado cambiario y evaluará, según corresponda, los efectos derivados de eventuales cambios en las condiciones económicas y regulatorias vigentes.

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.

A partir de la promulgación del D.S. N° 2595 (2015), se estableció el marco regulatorio para la gestión de pasivos ambientales, permitiendo la continuidad, revisión y cierre de procesos de remediación.

Desde dicha fecha, la Sociedad ejecutó un proceso continuo de gestión ambiental que incluyó:

- Elaboración y actualización de Planes de Trabajo de Remediación.
- Monitoreos ambientales de suelo y agua.
- Atención de observaciones de las autoridades ambientales y sectoriales (MHE y MMAyA).
- Ejecución de actividades de remediación mediante contratistas especializados.
- Presentación de Informes de Conclusión de Actividades de Remediación (ICAR).

Como resultado de las gestiones realizadas, al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad ha obtenido la Conformidad Ambiental y Certificación de Cierre.

En fecha 27 de marzo, la GSA presentó el Informe Técnico GSA N° 022/2024, 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.

YPFB ANDINA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

NOTA 11 - PREVISIÓN PARA REMEDIACIÓN AMBIENTAL (Cont.)

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 al 31 de marzo 2025.

La Sociedad continuó con las actividades de remediación y cierre ambiental:

- Inicio y ejecución del Plan de Remediación del Pasivo CAM-99 (Campo Camiri), finalizado en octubre de 2025.
- Inicio del Plan de Remediación del Pasivo RGDINJ-P (Campo Río Grande).
- En fecha 30 de diciembre de 2025, la GSA presentó el Informe Técnico GSA N° 119/2025, mediante la cual se regularizó el presupuesto asignado a los trabajos de remediación de pasivos ambientales, quedando 3 pasivos ambientales en proceso de cierre:

Estado	Cantidad	Detalle
Pasivos Ambientales Cerrados	46	Certificado de Conformidad Ambiental, mediante la presentación de Informes de Conclusión de Actividades de Remediación de Pasivos Ambientales: • Campos Camiri (27 Pasivos) • Campo Guairuy (7 Pasivos) • Campo La Peña (6 Pasivos) • Campo Víbora (2 Pasivos) • Campo Río Grande (3 Pasivos) • Campo Sirari (1 Pasivo)
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	49	

En fecha 20 de enero del 2026 mediante nota GGL-105 GSA-061/2026, se presentó ante el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) el "Informe de Conclusión de Actividades de Remediación" del Pasivo Ambiental CAM-99, en cumplimiento del artículo 11 del DS 2595. El MHE remitió el Dictamen Técnico de Evaluación del ICAR del Pasivo CAM-99 al Viceministerio competente para su revisión y pronunciamiento.

En fecha 13 de febrero de 2026 YPFB Andina S.A. mediante nota GGL-146 GSA-077/2026 y nota GGL-145 GSA-076/2026 presentó al MHE y MPDyMA, el Informe de Monitoreo Ambiental semestral del proyecto "Plan de Trabajo de remediación de Pasivos Ambientales, (periodo: 01/07/2025 al 31/12/2025), en cumplimiento con el Plan de remediación aprobado por la Autoridad Ambiental competente.

Al 31 de marzo de 2026 y 2025, el saldo de la previsión para remediación ambiental asciende a Bs4.348 y Bs7.019, respectivamente.

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

Al 31 de marzo de 2026 y 2025, 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 YPF E&P 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

NOTA 12 - PARTICIPACIÓN EN CONTRATOS DE OPERACIÓN Y DE SERVICIOS PETROLEROS NO OPERADOS (Cont.)

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 2026 y 2025, la Sociedad tiene registrado una previsión de Bs36.287 y Bs35.613, 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 con 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 YPFB 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.

YPFB ANDINA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

NOTA 13 - PLANTA DE COMPRESIÓN DE GAS RIO GRANDE (Cont.)

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 dados de baja contable y a la espera de su disposición final aprobada en Directorio de YPFB 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), 8 MMmcd (gestión 2025) y 12 MMmcd (gestiones 2025-2026), volúmenes en firme que muestra que los ingresos programados para la planta de compresión disminuyeron hasta mediados de la gestión 2025 pero a partir de julio 2025 y hasta diciembre 2026, los volúmenes se incrementaron como resultado de la sexta enmienda al Contrato Firme de Compresión, como así también, a los volúmenes recibidos, comprimidos y enviados al Mercado Interno bajo el Contrato Interrumpible de Compresión. 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 y la baja contable de ambas unidades MAN Diesel&Turbo, 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 YPFB Chaco S.A. o "Chaco") celebró con Petrobras Bolivia S.A. ("Petrobras") y con Total Exploration Production Bolivie - Sucursal Bolivia, actualmente TotalEnergies EP Bolivie 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 2026 y 2025, son las siguientes:

Socio	% de Participación
YPFB Andina S.A.	50,00
YPFB Chaco S.A.	20,00
Petrobras Bolivia S.A.	21,00
Total Energies EP Bolivie Sucursal Bolivia	9,00
Total participación	100,00

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 suscribieron 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.

NOTA 13 - PLANTA DE COMPRESIÓN DE GAS RIO GRANDE (Cont.)

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, como así también, la disminución de la Cantidad Contratada de 18 MMmcd a 8 MMmcd durante el periodo de la Quinta Enmienda al Contrato de Servicio Firme de Compresión. 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).

En junio de 2025, se suscribió la Sexta Enmienda al Contrato de Servicio Firme de Compresión de Gas Natural que tuvo por objeto la ampliación del plazo hasta el 31 de diciembre de 2026, como así también la modificación de la cantidad contratada, incrementando el volumen contratado a 12 MMmcd, permitiendo nuevos ingresos. En junio de 2025 también se suscribió la Quinta Enmienda al Contrato Interrumpible de Transporte/Compresión de Gas Natural que tuvo por objeto la ampliación del plazo hasta el 31 de diciembre de 2026 y la modificación del Anexo 2 referido a otros términos y condiciones del mencionado contrato.

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, volúmenes que incrementan los Ingresos al JV.

Luego de las reuniones de coordinación entre YPFB, ANH y YPFB Andina en los meses de enero y febrero de 2023, se recibió la instrucción de la ANH para que YPFB Andina (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 viene acordando con YPFB, la versión final del contrato y los TCGS que aplicarían al servicio de compresión de Gas Natural en tránsito.

El balance de GN del mes de diciembre 2025 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.

La PCRG dispone de alternativas técnicas que puedan ayudar al Sistema de Transporte de Gas Natural, facilitando u optimizando las operaciones aguas arriba de la PCRG, generando ahorros económicos para YPFB garantizando confiabilidad y disponibilidad en sus operaciones bajo una Tarifa razonable, es por tal motivo que, en fecha 08 de septiembre de 2025, se inicia el Servicio de Gas en Tránsito (GT) bajo el Contrato de Servicio Interrumpible de Compresión de Gas en Tránsito (GT) con un Plazo de Contrato hasta el 31 de diciembre de 2026 y una Cantidad Contratada de 4 MMmcd.

Un nuevo contrato de servicios de compresión para el GT, entrega la oportunidad al JV de recibir Ingresos no programados, abriendo y confirmando nuevos mercados, incrementando los Ingresos totales del JV en un Servicio Firme y 2 Servicios en Interrumpible como son el GAA y GT.

YPFB ANDINA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

NOTA 13 - PLANTA DE COMPRESIÓN DE GAS RIO GRANDE (Cont.)

Para viabilizar las operaciones del GT, el Estado emitió el Decreto Supremo 5206 que modifica el RHTD, asimismo, emitió la Resolución Ministerial 150/2024 que declara de interés nacional el transporte y compresión del GT y la Resolución Administrativa 512/24 que otorga la Autorización Extraordinaria de Operación del GT a favor de YPFB Andina S.A., Así también, en fecha 29 de octubre de 2025 la ANH emite la RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0675/2025 aprobando el Contrato de Servicio Interrumpible de Compresión de Gas en Transito.

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), 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

NOTA 15 - ACCIONES PERTENECIENTES A LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS (Cont.)

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 2026 y 2025, la Sociedad determinó una pérdida tributaria, 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 2026 y 2025 son los siguientes:

	2026	2025
<u>Activo diferido:</u>		
Quebranto impositivo	159.975	35.441
Provisión para insolvencias	15.663	15.663
Provisión medio ambiente	1.087	1.755
Provisión gas combustible	1.775	2.946
Provisión vacaciones	3.796	3.470
Provisión por taponamiento	87.497	210.837
Provisión insolvencias (Incentivos)	4.732	4.732
Provisión Obsolescencia	11.995	8.094
Total	<u>286.520</u>	<u>282.938</u>
<u>Pasivo diferido:</u>		
Bienes de uso	(12.845)	(139.878)
Total	<u>(12.845)</u>	<u>(139.878)</u>
Total activo por impuesto diferido, neto	<u>273.675</u>	<u>143.060</u>

NOTA 16 - REGALÍAS Y ASPECTOS IMPOSITIVOS (Cont.)

El efecto neto registrado en el estado de resultados al 31 de marzo de 2026 y 2025 es el siguiente:

	2026	2025
Impuesto diferido, neto	130.615	(75.627)
Total	130.615	(75.627)

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 para Evitar la Doble Imposición 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 2026, los importes de estas resoluciones que afectan los derechos e intereses de la Sociedad, ascienden aproximadamente a Bs1.360,64 (2025: Bs1.078,11), 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 2026 asciende a Bs406,84 (equivalente a MUS\$58,45). 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 17 - JUICIOS Y CONTINGENCIAS (Cont.)**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 Bs402,22 (equivalente a MUS\$57,79). 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 2026, asciende a Bs551,58 (equivalente a MUS\$79,25). 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.

YPFB ANDINA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

NOTA 18 - MARCO LEGAL (Cont.)

En fecha 20 de diciembre de 2017, fue promulgada la Ley N° 1006 que aprueba el Presupuesto General del Estado para la Gestión 2018, misma que en su Artículo 12 ha dispuesto que todas las empresas filiales y/o subsidiarias de YPFB, que 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 mandato del Artículo 12 de la Ley N° 1006 permanece plenamente aplicable, habiéndose integrado como inciso r) del Artículo 47 de la Ley N° 2042 de Administración Presupuestaria.

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.

Nº	ÁREAS DE CONTRATO	Nº 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.

YPFB ANDINA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

NOTA 19 - CONTRATOS DE OPERACIÓN FIRMADOS CON YPFB (Cont.)

- c) 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 2026, han sido reconocidos a resultados, los proyectos exploratorios fallidos YPC-EX1 por el importe Bs21.501 (equivalente a MU\$3.089) y SIR-WX1 por el importe de Bs89.994 (equivalente a MU\$12.930).

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

NOTA 21 - HECHOS POSTERIORES

No se han producido con posterioridad al 31 de marzo de 2026 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.


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


Marco A. García Rodríguez
Gerente de Administración
y Finanzas


Pablo S. Blajos Kraljevic
Representante Legal


Daniel A. Arnez Ahenke
Representante Legal

ANEXO I

YPFB ANDINA S.A.

BALANCE GENERAL AJUSTADO POR INFLACIÓN AL 31 DE MARZO DEL 2026 Y 2025 -

SEGÚN NOTA 2.3.1 A LOS ESTADOS FINANCIEROS

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	2026	2025 (Reexpresado)
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible	1.870.144	2.679.733
Créditos por ventas	538.739	475.035
Otros créditos	686.696	632.783
Inventarios	381.895	388.000
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	3.477.474	4.175.551
ACTIVO NO CORRIENTE		
Créditos por ventas	21.485	25.836
Bienes de uso	3.801.423	4.091.504
Inversiones	984.149	1.038.634
Otras inversiones	486.574	622.998
Otros créditos	413.277	339.901
Inventarios	174.650	211.494
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	5.881.558	6.330.367
TOTAL ACTIVO	9.359.032	10.505.918
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Deudas comerciales	345.182	493.471
Remuneraciones y cargas sociales	25.568	28.429
Deudas fiscales	49.018	62.778
Provisión para remediación ambiental	4.348	8.440
Otros pasivos y provisiones	27.675	35.215
TOTAL PASIVO CORRIENTE	451.791	628.333
PASIVO NO CORRIENTE		
Deudas comerciales	28.982	35.380
Provisión para beneficios sociales	23.988	26.770
Otros pasivos y provisiones	817.484	1.012.069
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	870.454	1.074.219
TOTAL PASIVO	1.322.245	1.702.552
PATRIMONIO		
Capital Social	1.343.952	1.343.952
Ajuste de capital	2.193.208	2.193.208
Prima por emisión	715.456	715.456
Ajuste global del patrimonio	1.104.657	1.104.657
Reserva legal	553.009	540.232
Ajuste de reservas patrimoniales	2.960.139	2.958.073
Resultados acumulados	(833.634)	(52.212)
TOTAL PATRIMONIO	8.036.787	8.803.366
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	9.359.032	10.505.918



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



Marco A. García Rodríguez
Gerente de Administración
y Finanzas



Pablo S. Blajos Kraljevic
Representante Legal



Daniel A. Arnez Ahenke
Representante Legal

ANEXO II

YPFB ANDINA S.A.

ESTADO DE RESULTADOS AJUSTADO POR INFLACIÓN POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025 - SEGÚN NOTA 2.3.1 A LOS ESTADOS FINANCIEROS

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	2026	2025 (Reexpresado)
Ingresos		
Ingresos operativos	1.306.956	1.776.422
Costos de operación	(1.230.271)	(1.306.110)
Utilidad bruta	76.685	470.312
Gastos de exploración	(134.235)	(2.119)
Gastos generales y de administración	(111.442)	(123.391)
Resultados en Sociedades Vinculadas	80.279	77.993
(Pérdida)/Utilidad operativa	(88.713)	422.795
Otros ingresos/(egresos)		
Egresos financieros netos	(5.632)	(18.627)
Otros ingresos (egresos) netos	13.967	(23.244)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes y diferencia de cambio	(535.773)	(208.555)
Resultado del ejercicio antes de impuestos	(616.151)	172.369
Impuesto sobre las utilidades de las empresas - diferido	130.615	(90.941)
(Pérdida)/Utilidad neta del ejercicio	(485.536)	81.428



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



Marco A. García Rodríguez
Gerente de Administración
y Finanzas



Pablo S. Blajos Kraljevic
Representante Legal



Daniel A. Arnez Ahenke
Representante Legal

ANEXO III
YFPB ANDINA S.A.
ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO AJUSTADO POR INFLACIÓN POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2026 Y 2025
- SEGÚN NOTA 2.3.1 A LOS ESTADOS FINANCIEROS
(Cifras expresadas en miles de bolívianos)

	Capital Social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste global del patrimonio	Reserva legal	Ajuste de reservas patrimoniales	Resultados acumulados	Total patrimonio
Saldos al 31 de marzo de 2024 (modificado)	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
Saldos al 31 de marzo de 2024 (modificado y reexpresado)	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"	-	-	-	-	5.614	315	(5.929)	-
"Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de Diciembre de 2024 - Distribución de dividendos"	-	-	-	-	-	-	(100.796) (2.733)	(100.796) (2.733)
Actualización distribución de dividendos								
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	67.715	67.715
Saldos al 31 de marzo de 2025	1.343.952	1.597.556	715.456	1.104.657	540.232	2.062.460	(43.419)	7.320.894
Actualización del patrimonio		595.652				895.613	(8.793)	1.482.472
Saldos al 31 de marzo de 2025 (reexpresado)	1.343.952	2.193.208	715.456	1.104.657	540.232	2.958.073	(52.212)	8.803.366
"Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de Junio de 2025"								
- Constitución de la reserva legal	-	-	-	-	12.777	2.066	(14.843)	-
- Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(241.911)	(241.911)
Actualización distribución de dividendos								
Pérdida neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(39.132)	(39.132)
Saldos al 31 de marzo de 2026	1.343.952	2.193.208	715.456	1.104.657	553.009	2.960.139	(833.634)	8.036.787


Prisma Atencibia Escobar
Jefe de Contabilidad y Reporting
CAUB N° 4151


Marco A. García Rodríguez
Gerente de Administración y Finanzas


Pablo S. Blajos Kraljevic
Representante Legal


Daniel A. Arnez Ahenke
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 2026 Y 2025 - SEGÚN NOTA 2.3.1 A LOS ESTADOS FINANCIEROS

(Cifras expresadas en miles de bolivianos)

	2026	2025 (Reclasificado y Reexpresado)
Actividades operativas:		
(Pérdida)/Utilidad neta del ejercicio	(485.536)	81.427
Ajuste para reconciliar la (Pérdida)/Utilidad neta del ejercicio con el efectivo neto de actividades operativas:		
Depreciación de bienes de uso	740.234	730.321
Castigo pozo exploratorio	112.246	-
Provisión para beneficios sociales	8.541	9.402
Bajas de activos improductivos	11.683	21.315
Resultado en Sociedades Vinculadas	(80.279)	(77.993)
Provision por obsolescencia de materiales	16.164	(14.228)
Baja previsión pasivo ambiental	-	-
Incremento de provisiones no erogadas	(122.774)	(37.127)
	200.279	713.117
Cambios en activos y pasivos:		
Créditos por ventas	(59.353)	218.670
Otros créditos	(197.344)	100.545
Inventarios	15.107	(89.556)
Deudas comerciales	(154.687)	180.922
Remuneraciones y cargas sociales	(2.861)	(3.183)
Deudas fiscales	(52.206)	(12.000)
Otros pasivos y provisiones	(62.660)	(2.305)
Provisión pasivo ambiental	(2.724)	(292)
Pago de beneficios sociales	(6.815)	(9.906)
Total flujo de efectivo proveniente de actividades de operación	(323.264)	1.096.012
Actividades de inversión:		
Adquisición de bienes de uso	(582.125)	(469.167)
Otras inversiones	136.424	103.824
Dividendos recibidos	201.287	93.122
Total flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión	(244.414)	(272.221)
Actividades de financiación:		
Dividendos pagados	(241.911)	(121.207)
Total flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación	(241.911)	(121.207)
Incremento neto de efectivo	(809.589)	702.584
Disponible al inicio del ejercicio	2.679.733	1.977.149
Disponible al cierre del ejercicio	1.870.144	2.679.733



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



Marco A. Cerdá Rodríguez
Gerente de Administración
y Finanzas



Pablo S. Blajos Kraljevic
Representante Legal



Daniel A. Arnez Ahenke
Representante Legal

Informe de la comisión fiscalizadora

Santa Cruz de la Sierra, 29 de junio de 2026

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 1° de abril de 2025 y concluida el 31 de marzo de 2026.

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.

Respecto a lo anterior y, en general con relación al contenido de todo el presente Informe anual, cabe precisar que el Síndico por mayoría, Sr. Víctor Eduardo Durán Saavedra, ha sido designado recientemente, mediante Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 03 de junio del año en curso.

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 2026. 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 26 de mayo de 2026.

En opinión de la Comisión Fiscalizadora los referidos Estados Financieros Auditados de la Sociedad, por el ejercicio concluido al 31 de marzo de 2026, 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 2026 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 pago 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 encuentran 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. Es recomendación nuestra que la Administración realice sus mejores esfuerzos para el cobro de dichas cuentas por cobrar, muy especialmente la referida a los incentivos a la producción de hidrocarburos dado lo significativo del monto.
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 aquellas 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.

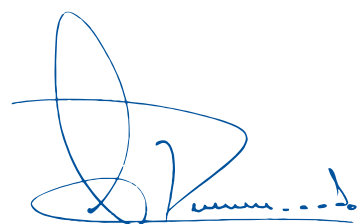
En virtud de lo antes citado, la Comisión Fiscalizadora encuentra base suficiente para que la Junta General Ordinaria de Accionistas de la fecha considere los documentos previamente indicados, en el marco de su competencia.

Atentamente,

Comisión Fiscalizadora



Víctor Eduardo Durán Saavedra
Síndico Titular
YPFB Andina S.A.



Rodolfo Mercado Ramírez
Síndico Titular
YPFB Andina S.A.

Indice

Gráficos

Gráfico N° 1	Género	18
Gráfico N° 2	Demografía	18
Gráfico N° 3	Nacionalidad	18
Gráfico N° 4	% Cierre de Brechas PAC GTH Gerencias Administrativas	20
Gráfico N° 5	% Cierre de Brechas PAC GTH Gerencias Operativas	20
Gráfico N° 6	% Cierre de Brechas PAC GSA Manejo Normas ISO Gerencias Operativas	21
Gráfico N° 7	% Cierre de Brechas PAC GSA Manejo Normas ISO Gerencias Administrativas	21
Gráfico N° 8	% Cierre de Brechas PAC GSA Derrames Ambientales Gerencia. Sectorial de Producción	21
Gráfico N° 9	% Cierre de Brechas PAC GSA Manejo Defensivo y Escuela de Fuego Gerencia Sectorial de Producción	21
Gráfico N° 10	% Cierre de Brechas Autogestión Gerencias Administrativas	22
Gráfico N° 11	% Cierre de Brechas Autogestión Gerencias Operativas	22
Gráfico N° 12	Incremento de Utilidades 2025 vs 2024	26
Gráfico N° 13	Patrimonio neto y Valor contable de las acciones	27
Gráfico N° 14	Indicadores de Rendimiento	28
Gráfico N° 15	Indicadores de liquidez	28
Gráfico N° 16	Ingresos Operativos	29
Gráfico N° 17	Costo de Operación	30
Gráfico N° 18	Composición del Resultado Acumulado	30
Gráfico N° 19	Cargas Públicas (Impuesto Directo a los Hidrocarburos, Regalías y Participaciones)	31
Gráfico N° 20	Gas Natural - Gestión 2025	33
Gráfico N° 21	Hidrocarburos Líquidos - Gestión 2025	33
Gráfico N° 22	Gas Licuado de Petróleo - Gestión 2025	34
Gráfico N° 23	Producción de Gas Natural Campo San Alberto - Abril 2025 - Marzo 2026	34
Gráfico N° 24	Producción de Gas Natural Campo San Antonio Abril 2025 - Marzo 2026	35
Gráfico N° 25	Mercados de Gas Natural – Bolivia Comparativo por cierre de gestión anual	86
Gráfico N° 26	Oferta y Demanda de mercados de Gas Natural – Bolivia Abril 2025 - marzo 2026	87
Gráfico N° 27	Cumplimiento de Entregas (Abril 2025 - Marzo 2026) Campos Operados YPFB Andina S.A.	89
Gráfico N° 28	Cumplimiento de Entregas (Abril 2025 - Marzo 2026) Campos No Operados YPFB Andina S.A.	90
Gráfico N° 29	Participación por Titular en las entregas de Gas Natural Bolivia: Abril 2025 - Marzo 2026	91
Gráfico N° 30	Participación por Titular en las entregas de Hidrocarburos Líquidos Bolivia: Abril 2025 - Marzo 2026	92
Gráfico N° 31	Valorización de gas natural en punto fiscal Campos Operados y No Operados	93
Gráfico N° 32	Ingresos Netos por el Servicio Firme de Compresión	101
Gráfico N° 33	Ingresos neto mes	101
Gráfico N° 34	Volumen total anual recepcionado PCRGD JV (60°F)	102
Gráfico N° 35	Volumen comprimido PCGJV A GTB vs volumen nominado a GTB Promedio mensual	103
Gráfico N° 36	Confiabilidad %	103
Gráfico N° 37	Disponibilidad %	104
Gráfico N° 38	Historico de % cumplimiento	105

Gráfico N° 39	Emisiones mensuales de GEI en Toneladas	117
Gráfico N° 40	Distribución % por Alcance	118
Gráfico N° 41	Proyectos de Inversión Social	122
Gráfico N° 42	Gestión Servidumbre por Campos	122

Cuadros

Cuadro N° 1	Composición Accionaria	16
Cuadro N° 2	Resultados y principales indicadores de la gestión Expresado en MMUSD	25
Cuadro N° 3	Programación de la campaña de perforación, terminación e intervención	51
Cuadro N° 4	Resultados de la prueba de producción	54
Cuadro N° 5	Prueba de producción Yantata	56
Cuadro N° 6	Post estimulación ICHOA 2.169,0 - 2.172,0m	57
Cuadro N° 7	Pruebas de producción Petaca "A" y Petaca "B"	59
Cuadro N° 8	Resultados PPD Petaca B Sup. 1.755,5 - 1.758,5 / 1.763,7 - 1.765,7	60
Cuadro N° 9	Resultados de la prueba de producción Petaca B 1.792,5 - 1.795,5M	61
Cuadro N° 10	Resultados de la prueba de producción Petaca (1.612,5 - 1.621,5 - 1.632,4)m	63
Cuadro N° 11	Resultados de la prueba de producción Yantata	64
Cuadro N° 12	Resultados de la prueba de producción YPC-X3	66
Cuadro N° 13	Resultados de la prueba de producción YPC - 20	67
Cuadro N° 14	Sistemas Fotovoltaicos implementados	81
Cuadro N° 15	Sistemas Fotovoltaicos consumo y generación	81
Cuadro N° 16	Consumo del CRE	81
Cuadro N° 17	Consumo del CRE por Bloques	82
Cuadro N° 18	Valores máximos de generación registrados (kWh/día)	82
Cuadro N° 19	Proyecto abandono de campo	84
Cuadro N° 20	Abandonado de pozos en el campo	84
Cuadro N° 21	Actividades de Operación y Mantenimiento (O&M)	85
Cuadro N° 22	Reembolso por Diferencial de Precios y Gas Combustible	95
Cuadro N° 23	Proyectos de Inversión a Capital	105
Cuadro N° 24	Objetivos Estratégicos	111
Cuadro N° 25	Reembolso por Diferencial de Precios y Gas Combustible	121
Cuadro N° 26	Hitos alcanzados y proyección de proyectos gestión 2025 y 2026	124
Cuadro N° 27	Reembolso por Diferencial de Precios y Gas Combustible	125

Figuras

Figura N° 1	Mapa de ubicación del Área Exploratoria Vitiacua y de los principales campos gasíferos del Subandino Sur	39
Figura N° 2	Mapa de ubicación del área Vitiacua con las líneas sísmicas a reprocesar	41
Figura N° 3	Mapa de ubicación del Área Ingre	42
Figura N° 4	Mapa de ubicación del Área Exploratoria Miraflores	44
Figura N° 5	Mapa de ubicación Área Lliquimuni	46
Figura N° 6	Mapa Lliquimuni de la transecta relevada y fotografías de campo - campaña 1	47
Figura N° 7	Mapa de ubicación Lliquimuni de los puntos de muestreo y fotografías de campo campaña 2	48
Figura N° 8	Mapa de ubicación Área Exploratoria Iñau y Pozo IÑA-X3D	49
Figura N° 9	Prueba de producción con equipo y extendida - Pozo SIR-WX1	52
Figura N° 10	Estado subsuperficial propuesto terminación Pozo SIR-WX1	52
Figura N° 11	Mapa estructural YPC-EX1D	53
Figura N° 12	Estado subsuperficial YPC-EX1D	54
Figura N° 13	Mapa estructural YPC-X43	55

Figura N° 14	Estado subsuperficial Pozo YPC-X43	56
Figura N° 15	Perforación ECD-5D	57
Figura N° 16	Perforación ECD-5D	58
Figura N° 17	Estado subsuperficial final terminación ECD-5D	58
Figura N° 18	Perforación ECD-7D	60
Figura N° 19	Perforación ECD-7D	60
Figura N° 20	Estado Subsuperficial Pozo ECD-7D	61
Figura N° 21	Perforación ECD-7D	61
Figura N° 22	Perforación PLC-6	62
Figura N° 23	Perforación PLCD - Petaca Yantata	62
Figura N° 24	Estado subsuperficial terminación pozo PLC-6	
	Doble selectivo Petaca- Yantata MOC	63
Figura N° 25	Correlación estructural POZO EDC-8D	65
Figura N° 26	Tope Petaca ECD-8D	65
Figura N° 27	Estado Subsuperficial Pozo YPC-3	66
Figura N° 28	Estado Subsuperficial Pozo YPC-20	67
Figura N° 29	Estado Subsuperficial Pozo SIR-10	68
Figura N° 30	Análisis integrado del potencial productivo de la formación Ichoa en el Pozo YPC-X43 ST	71



Siglas y Abreviaturas

bbld	Barriles día
BOE	Barriles de petróleo equivalente
Km	Kilómetros
MMBs	Millones de Bolivianos
MMbbl	Millones de barriles
MMpc	Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos día
MMm3/d	Millones de metros cúbicos día
MMUSD	Millones de dólares estadounidenses
USD	Dólar estadounidense
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos



Estándares globales YPFB Andina S.A.
certificados por TÜV Rheinland



Sistema de Gestión de la Calidad
ISO 9001:2015



Sistema de Gestión Ambiental
ISO 14001:2015



Calidad en la Industria del Petróleo,
Petroquímica y Gas Natural
ISO/TS 29001:2020



Sistema de Gestión de la Seguridad
y Salud en el Trabajo
ISO 45001:2018



En YPFB Andina S.A., estamos comprometidos con un modelo de gestión que prioriza la calidad, la seguridad, el ambiente y la confiabilidad operativa.

Nuestras certificaciones internacionales respaldan la solidez de nuestros procesos y reflejan una visión estratégica orientada a la excelencia y a la sostenibilidad a largo plazo.



www.ypfb-andina.com.bo



Use Protectores
Auditivos