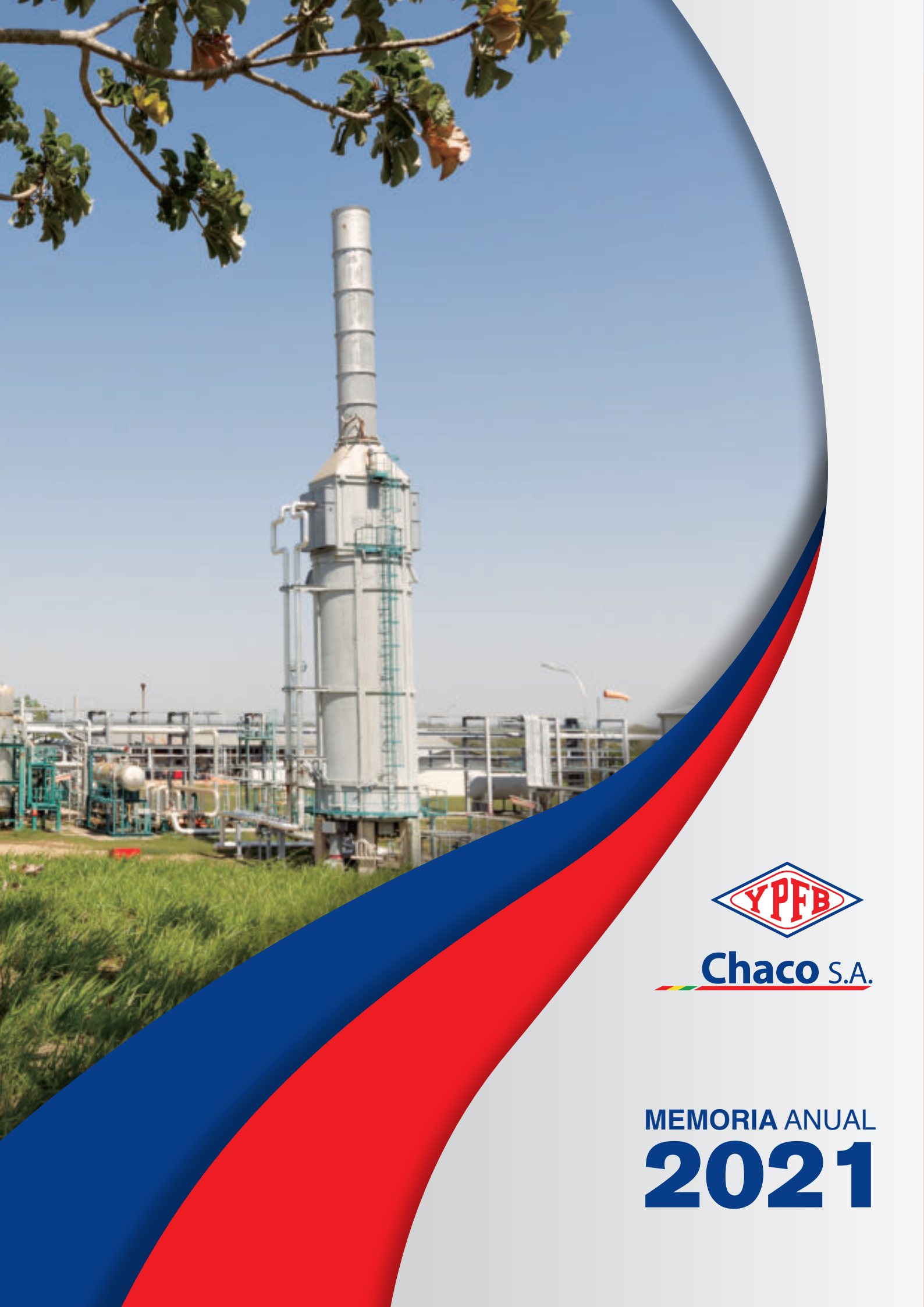




Chaco S.A.

MEMORIA ANUAL
2021



Chaco S.A.

MEMORIA ANUAL
2021

CONTENIDO

ABREVIATURAS	4
CARTA PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	7
CARTA GERENTE GENERAL	11
DIRECTORIO	15
ASPECTOS CORPORATIVOS	16
EQUIPO DE LIDERAZGO	18
01 GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	21
- INFORME DEL SÍNDICO	32
02 GERENCIA DE PLANIFICACIÓN	35
03 GERENCIA DE EXPLORACIÓN	39
04 GERENCIA DE INGENIERÍA, ESTUDIOS Y OBRAS	53
05 GERENCIA DE PERFORACIÓN	71
06 GERENCIA DE DESARROLLO	79
07 GERENCIA DE PRODUCCIÓN	87
08 GERENCIA DE ASOCIACIONES, DESPACHO Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS	93
09 GERENCIA DE CALIDAD, SALUD, SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL	101
10 GERENCIA DE TALENTO HUMANO	123
11 GERENCIA DE CONTRATACIONES	129
12 GERENCIA DE ASUNTOS LEGALES	139
13 TECNOLOGÍA E INFORMÁTICA	143
14 AUDITORÍA INTERNA	149
ESTADOS FINANCIEROS E INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE	155



F2000

ABREVIATURAS

BPE/BOE	Barriles de Petróleo Equivalentes
BPED/BOED	Barriles de Petróleo Equivalentes por Día
BDP	Barriles de Petróleo por Día
USD/BBL	Precio en dólares por Barril de Petróleo
CO / CSP	Contrato de Operación / Contrato de Servicio Petrolero
CO2	Dióxido de Carbono
MEDEVAC	Evacuación Médica
TPH	Hidrocarburos Totales de Petróleo
IDH	Impuesto Directo a los Hidrocarburos
MD	Measure Depth (Profundidad Final)
M3	Metro Cúbico
MCD	Metros Cúbicos por Día
MSNM	Metros sobre el nivel del mar
MBPE/MBOE	Miles de Barriles de Petróleo Equivalente
MBPED/MBOED	Miles de Barriles de Petróleo Equivalentes por Día
MPCD	Miles de Pies Cúbicos por Día
MTon CO2	Miles de Toneladas de Dióxido de Carbono
MMBOE	Millones de Barriles de Petróleo Equivalente
Bs MM	Millones de Bolivianos
\$us MM	Millones de Dólares
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar por día
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos por Día
PC/BOE	Pies Cúbicos por Barriles de Petróleo Equivalente
PSI	Pounds-force per square inch (libra-fuerza por pulgada cuadrada)
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
TCO	Tierra Comunitaria de Origen
UTE	Unidades de Trabajo de Exploración





Presidente

¡ESTAMOS SALIENDO ADELANTE!

En 2021 la reactivación económica se inició después de un periodo nefasto del 11 de noviembre de 2019 al 18 de noviembre de 2020, en el que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) tuvo una gestión plagada de inestabilidad e irregularidades, que hoy en día se encuentran en investigación. El panorama en 2021 se pintó bajo los colores de un gobierno elegido democráticamente en las urnas que garantiza a YPFB, la empresa más importante del país, una gestión efectiva que coadyuva a la reactivación económica impulsada por el Gobierno.

Haciendo retrospectiva del 2021 al 2022, la renta petrolera se incrementó en un 7%, es decir, que subió de 1.652 millones de dólares a 1.701 millones de dólares. Por lo que, los ingresos de la estatal petrolera subieron en un 25%, de 3.190 millones de dólares a 3.995 millones de dólares, escenario que representa mayores recursos para el país.

La gestión 2021 se caracterizó por logros corporativos importantes, como el **“Plan de Reactivación del Upstream”** con proyecciones para lograr una mayor producción de gas durante los siguientes años trabajando con 23 proyectos exploratorios. Las empresas internacionales expresaron el interés de continuar invirtiendo en Bolivia por las oportunidades geológicas, infraestructura existente y seguridad jurídica que aseguran oportunidades de buenos negocios para la industria en el país.

Respecto al **Midstream**, contamos con proyectos que incrementarán la capacidad de los ductos, optimizarán la logística, los costos y darán continuidad al paso de los hidrocarburos para el abastecimiento del mercado interno y el cumplimiento de las exportaciones al mercado internacional.

En el **downstream**, durante el 2021 se iniciaron los trabajos para la reactivación de la Planta de Amoniaco y Urea (PAU) “Marcelo Quiroga Santa Cruz”, ubicada en el municipio de Bullo Bullo del departamento de Cochabamba. Este complejo petroquímico, que es uno de los más modernos e importantes de la región, fue paralizado en 2020 y se planteaba su desmantelamiento, a pesar de que la PAU —desde su inauguración hasta 2019— generó ingresos significativos para el país.

Fue un gran desafío poner en marcha este complejo petroquímico. No obstante, YPFB enfrentó este reto y demostró tener la capacidad operativa para reactivarlo, demostrando, una vez más, que la industrialización del gas es una realidad en Bolivia. Con satisfacción, podemos mencionar que con un 90% de personal boliviano, en los primeros meses de funcionamiento desde el 6 de septiembre, la PAU superó los 52 millones de dólares en la venta del fertilizante, y para la gestión 2022 proyecta ingresos por venta de aproximadamente 400 millones de dólares.

YPFB ha recuperado la confianza de los mercados internacionales, garantizando la producción para el mercado interno y asegurando la soberanía con seguridad alimentaria. En el mercado externo la demanda crece, por lo que nos abre nuevos desafíos a una mayor producción de urea. Una muestra de ello es que la PAU opera al 100% de su capacidad con una producción de fertilizante que subió de aproximadamente 1.700 a 2.100 toneladas diarias.

Dado el contexto internacional y la alta demanda de este producto en los mercados internacionales se ha iniciado el proyecto para la construcción de un segundo complejo petroquímico que permita incrementar las exportaciones, mejorar la balanza comercial y los ingresos para nuestro país.

Respecto a la comercialización y exportación de nuestro gas, se mejoraron las condiciones económicas de los contratos de venta en nuestros mercados de exportación obteniendo un precio récord por la venta de gas a 14 dólares por MMBtu a la empresa MTGás (Brasil).

Para el mercado argentino se gestionó un valor histórico de 20 dólares el MMBtu a IEASA, esto permitió batir récord por la venta de gas durante el 2021 y se proyecta continuar con el record para la gestión 2022.

Otro logro importante, es la negociación de la undécima adenda del contrato de suministro de Gas Natural boliviano a Brasil, puesto que evita la exposición a posibles multas a ser generadas en la gestión 2022, permite mejorar el precio ponderado de la exportación del hidrocarburo al país vecino y genera seguridad entre YPFB y Petrobras hasta la finalización del contrato.

El nuevo acuerdo brinda mayor flexibilidad para el cumplimiento de los compromisos asumidos por la estatal petrolera y otorga certidumbre a los volúmenes comprometidos hasta la culminación total del contrato con Petrobras. Por otra parte, en compensación al costo de transporte asumido por YPFB en la gestión 2019, se negoció una mejor valorización para el gas y un premio por cantidades adicionales enviadas al vecino país.

Hay que recordar siempre que el gas es de los bolivianos y para los bolivianos, nuestra misión es acercarnos a la gente cumpliendo con el mandato de la Constitución Política del Estado (CPE). Por ello, no dejamos de expandir las instalaciones de redes de gas domiciliario en nuestro territorio nacional, que logró consolidar 70.155 instalaciones internas hasta diciembre de 2021 y seguimos sumando esta gestión.

Este 2022, caminamos firmes con la determinación de alcanzar los objetivos que nos propusimos. YPFB es la columna vertebral de la economía del país, por ello, trabajamos sin tregua para reducir las asimetrías sociales y mejorar la calidad de vida de todos los bolivianos y las bolivianas, lo que significa un manejo transparente de los ingresos y de las inversiones, con la satisfacción de haber consolidado una gestión que enorgullezca a los bolivianos.

El 2022, el año de la exploración, ya tenemos logros consolidados como ser la perforación del pozo Margarita X10, que a inicios de febrero arrojó resultados positivos con un volumen de 3 millones de metros cúbicos por día, lo cual afirma que esta reserva se convertirá en la mayor producción del país. Sin embargo, se ha programado la ejecución de otros 12 pozos exploratorios que se traducirán en más gas y desarrollo.

Debido a la crisis energética y transición actual, ingresamos con la producción de biocombustibles amigables con el medio ambiente que ayudara sustancialmente a reducir las importaciones de combustibles y, por lo tanto, evitarán la salida de divisas al exterior.

Iniciamos este proyecto con la Planta de Biodiesel-1 (FAME), que contará con equipos de última generación cuya producción estimada será de 1.500 barriles por día (BPD), permitiendo el uso y procesamiento de diversas materias primas entre las cuales se incluye el aceite usado de cocina (UCO). Esta planta se construirá en predios de la Refinería Guillermo Elder Bell, en el departamento de Santa Cruz.

En un futuro próximo, construiremos la Planta de Biodiesel-2 (FAME) y la Planta de Diésel Renovable (HVO), proyectos que sumados a la Planta de Biodiesel-1 (FAME) permitirán sustituir importaciones por 12.000 barriles por día (BPD).

Además, ingresaremos en la Pirolisis de biomasa, plásticos y gomas que nos permitirán ser parte de la economía circular con la reutilización de materiales para la producción de hidrocarburos líquidos sostenibles.

La situación mundial ha encarecido y dificultado el acceso mundial a los carburantes, sin embargo, YPFB garantiza la estabilidad de precios en combustibles para el mercado interno, cuidando la economía de los bolivianos.

Otra estrategia para reducir el costo de la importación de combustibles es la importación de crudo con alto rendimiento en diésel y gasolina. Esto impulsará el incremento de carga y derivados en las refinerías del país, garantizando la producción de carburantes y abastecimiento interno.

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

Armin Dorgathen Tapia

Presidente del Directorio



Gerente General YPFB Chaco S.A.

SEÑORES MIEMBROS DEL DIRECTORIO, APRECIADOS TRABAJADORES Y PÚBLICO EN GENERAL:

Durante la gestión 2021, ante la declinación natural de la producción de hidrocarburos y en un contexto complejo y cambiante; YPFB Chaco S.A. trabajó en estrategias que conlleven una serie de acciones que permitirán incrementar su producción tanto en el corto, mediano y largo plazo, con el objeto de reponer e incrementar los volúmenes de las reservas explotadas.

Para este propósito, las acciones estratégicas planeadas son las siguientes:

i) Desarrollar las reservas no desarrolladas

La empresa prevé completar el desarrollo de las reservas de los campos en los que opera. Si bien la mayoría de estos campos ya se encuentran desarrollados, el hallazgo obtenido en los campos Los Monos y en Aguara Güe Centro tienen por delante un plan de desarrollo por ejecutar para su debida puesta en marcha que aportará con nuevos volúmenes de producción que permitirá paliar la declinación de los demás campos.

En las áreas con declino natural de producción, la Sociedad ha concentrado sus esfuerzos para evitar un declino mayor de los campos maduros y optimizar el factor de recuperación final de reservas, realizando actividades que buscan optimizar la producción mediante la implementación de proyectos de sistemas de compresión orientados a mejorar el aprovechamiento y vida productiva de los pozos, así como proyectos dirigidos a la optimización de costos de operación.

ii) Desarrollar las reservas de campos no operados:

Esta medida pasa por impulsar -bajo nuestro rol de socio no operador- el desarrollo de los campos donde YPFB Chaco S.A. cuenta con participación y está en asociación con otras empresas.

iii) Explorar recursos en nuevas áreas:

La estrategia exploratoria en nuevas áreas prevé la ejecución de actividades de un portafolio de leads y prospectos en áreas bajo contratos actuales, como también en nuevas áreas que se encuentran en estudio por parte de nuestra empresa.

Estas actividades son de alto riesgo, y las mismas, aunque se logren los objetivos operativos de perforación, no necesariamente concluyen con la posibilidad del desarrollo y explotación de reservas comerciales, generando en estos casos, impactos en el estado de resultados como lo sucedido en este año con el área San Miguel. No obstante, la Sociedad cuenta con la solidez financiera para atender los compromisos contractuales en las otras áreas exploratorias, que buscan incrementar las reservas y la producción del País.

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

VISIÓN SOSTENIBLE CON NUESTRAS ÁREAS DE INFLUENCIA.

Los programas de actividades que se enmarcan en los lineamientos de la Responsabilidad Social Corporativa de YPFB y la política de Relacionamento Comunitario de YPFB Chaco S.A impulsa a la creación de emprendimientos y contribución al éxito de los mismos para que fortalezcan el desarrollo de las comunidades situadas en las áreas de influencia de la empresa. Así también, YPFB Chaco S.A. es una empresa responsable con el medio ambiente y la sociedad por mitigar los eventuales impactos ambientales, sociales y económicos y lograr desarrollar relaciones de mutuo respeto y de largo plazo.

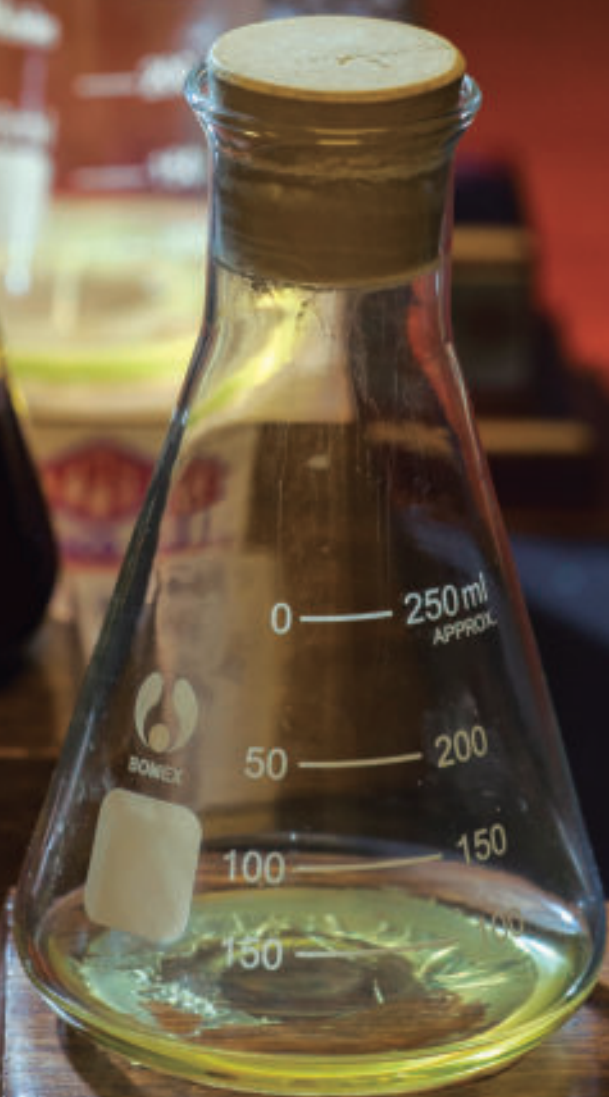
En agosto 2021 YPFB Chaco S.A. obtuvo la certificación en RSE, una nueva certificación internacional, resultado de la auditoría externa, basada en la Norma WORLDCOB CSR 2011.3., fruto del compromiso, del equipo de Liderazgo y de la Gerencia de Calidad Salud Seguridad Medioambiente y Responsabilidad Social Empresarial, la misma que fue presentada en acto público al Grupo Corporativo de YPFB.

Robert Ivan Lino

Gerente General




Chaco S.A.
CARRASCO FOOTWALL
CFW-03
YANTATA
API 51.3




Chaco S.A.

BULO BULO
BBL-14 C
CAJONES
API 74.5



MISIÓN

MISIÓN

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

VISIÓN

VISIÓN

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

Directorio

Armin Ludwig Dorgathen Tapia
Director

Luis Fernando Vincenti Vargas
Presidente

Florencio Vladimir López Suárez
Vicepresidente

Martha Cristina Criales Zahana
Director Secretario

Luciano Montellano Abasto
Director

Irne Roca Morón
Director

Giacomo Vittorini Echalar
Director Laboral

Julio César Gandarillas Mendoza
Síndico

Directorio Suplente

Alberto Edwin Mariaca Toro

Julio David Infante Cordero

Raúl Daniel Mayta Jimenez

Nelson Cabrera Maráz

Vladimir Ivan Guevara Rodriguez

Aspectos Corporativos

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

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

Durante la gestión que comenzó el 1° de abril de 2021 y concluyó el 31 de marzo de 2022, se realizaron 3 Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, dentro de los plazos y en cumplimiento de las formalidades previstas por el Código de Comercio, los Estatutos de la Sociedad y normativa aplicable, de acuerdo al siguiente detalle:

1. Junta General Ordinaria de Accionistas de 30 de junio de 2021
2. Junta General Ordinaria de Accionistas de 12 de octubre de 2021
3. Junta General Ordinaria de Accionistas de 08 de febrero de 2022



Asimismo, durante la gestión que comenzó el 1° de abril de 2021 y concluyó el 31 de marzo de 2022, se realizaron 18 Reuniones de Directorio, bajo modalidad mixta, cumpliendo las formalidades previstas en la normativa vigente, de acuerdo al siguiente detalle:

1. Reunión de Directorio N°03 de 07 de abril de 2021
2. Reunión de Directorio N°04 de 22 de junio de 2021
3. Reunión de Directorio N°05 de 22 de junio de 2021
4. Reunión de Directorio N°06 de 28 de junio de 2021
5. Reunión de Directorio N°07 de 03 de agosto de 2021
6. Reunión de Directorio N°08 de 31 de agosto de 2021
7. Reunión de Directorio N°09 de 28 de septiembre de 2021
8. Reunión de Directorio N°10 de 28 de septiembre de 2021
9. Reunión de Directorio N°11 de 09 de noviembre de 2021
10. Reunión de Directorio N°12 de 09 de noviembre de 2021
11. Reunión de Directorio N°13 de 11 de noviembre de 2021
12. Reunión de Directorio N°14 de 21 de diciembre de 2021
13. Reunión de Directorio N°15 de 29 de diciembre de 2021
14. Reunión de Directorio N° 01 de 26 de enero de 2022
15. Reunión de Directorio N°02 de 23 de febrero de 2022
16. Reunión de Directorio N°03 de 03 de marzo de 2022
17. Reunión de Directorio N° 04 de 21 de marzo de 2022
18. Reunión de Directorio N°05 de 29 de marzo de 2022

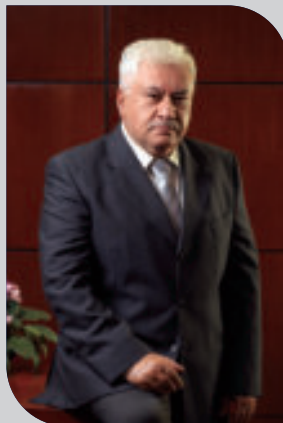
Equipo de Liderazgo



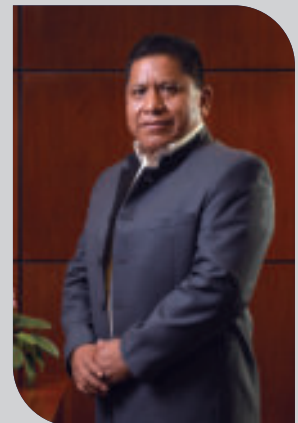
Robert Iván Lino
Gerente General



Iván David Justiniano Gil
Gerente de Operaciones



Jaime A. Soria Galvarro Terán
Gerente de Exploración



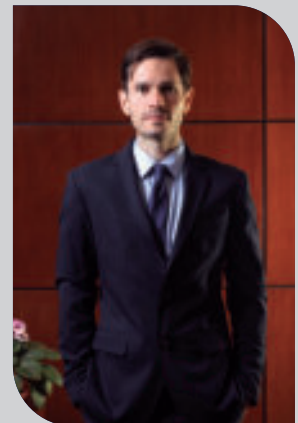
Mario Catari Choquehuanca
**Gerente de Calidad, Salud,
Seguridad Medio Ambiente y
Responsabilidad Social Empresarial**



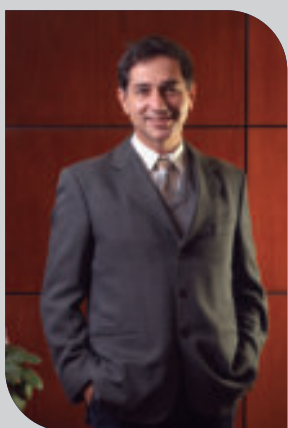
María Eliana Suarez y Suarez
Gerente de Asuntos Legales



Freddy Espinoza Vargas
Gerente de Desarrollo



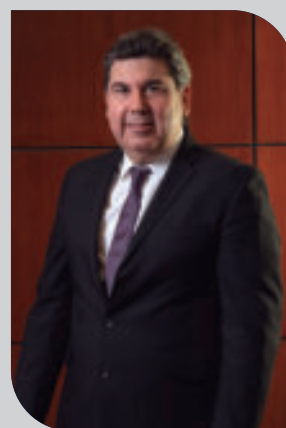
Roberto Suárez Quiroga
Gerente de Planificación



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



Jerry Harold Fletcher Torrico
**Gerente de Ingeniería, Estudios
y Obras**



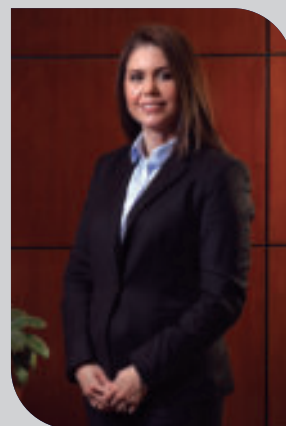
Hernán Bravo Lemoine
**Gerente de Administración y
Finanzas**



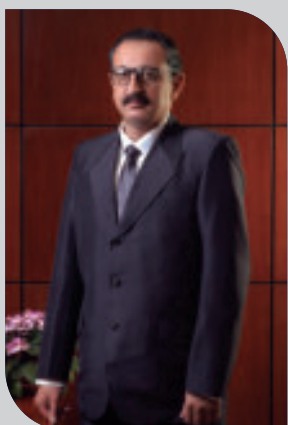
Edith Lorena Tudor Galeb
Gerente de Contrataciones



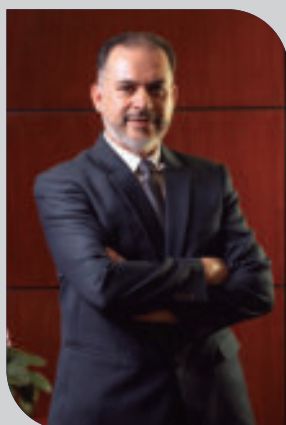
Victor Hugo Soriano Arambulo
Gerente de Perforación



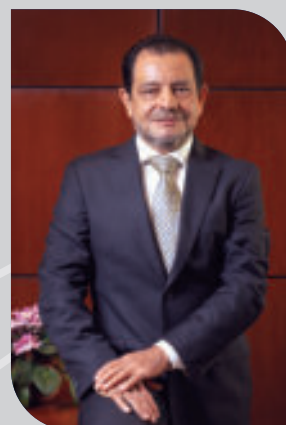
Mariela Sánchez Velasco
Gerente de Talento Humano



Gonzalo Ariel Galarza Daza
Gerente de Producción



Carlos Eduardo Retamoso Hinojosa
Jefe de Tecnología Informática



Jorge Antonio Plaza Fernández
Jefe de Auditoría Interna

The background image shows an industrial setting, likely a warehouse or factory. A worker in a white hard hat and dark uniform is standing on a metal platform or scaffolding on the left. In the foreground, a yellow and grey Komatsu forklift is visible, with a worker in a white hard hat operating it. The forklift has the number '30' on its side. The scene is lit by overhead industrial lights. A large, semi-transparent blue circle is overlaid on the right side of the image, containing the number '01'.

01

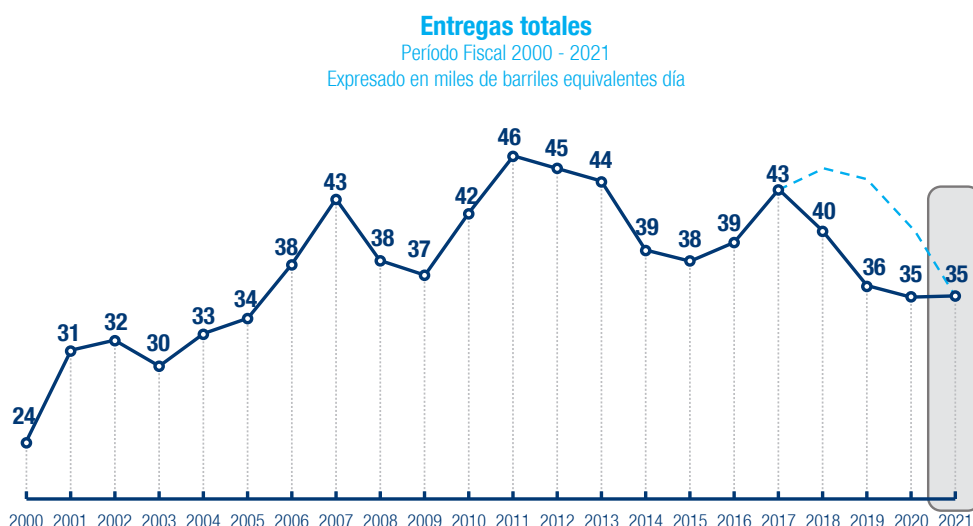
GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS



● RESUMEN RESULTADOS

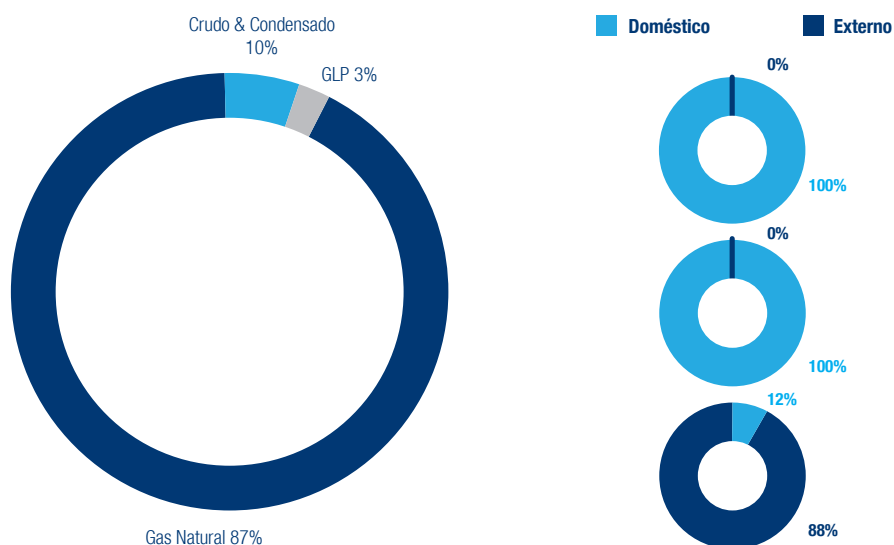
ENTREGAS

Las entregas durante el periodo fiscal 2021 se han mantenido prácticamente en el mismo nivel de la gestión pasada, 35,4 Mbped, reflejando un ligero incremento del 0.3%.



MERCADOS

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



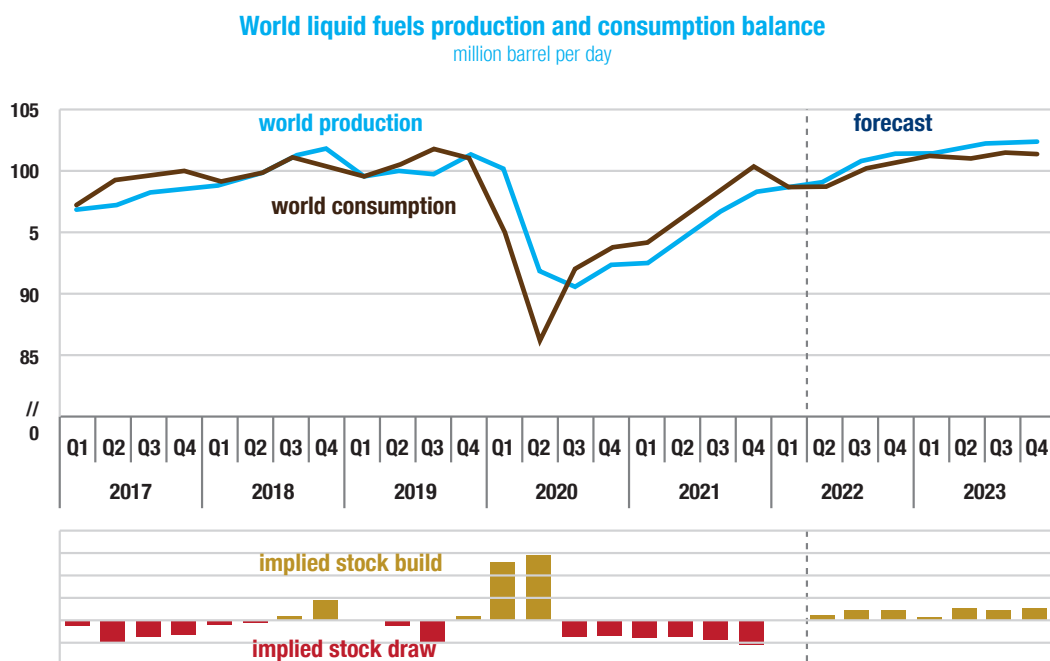
En términos relativos, el Crudo, Condensado y la Gasolina Natural componen el 10% del total de hidrocarburos entregados, el Gas Licuado de Petróleo un 3% y un 87% está compuesto por Gas Natural.

En la gestión fiscal 2021, no se registraron exportaciones de líquidos, mientras que las entregas de gas natural a mercados de exportación a los países Brasil y Argentina equivalen al 88% del total gas entregado.

COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS

La gestión 2021 se ha visto marcada por un repunte de los precios internacionales de los combustibles, principalmente motivada por una reactivación económica post-pandemia, sin embargo, esto se vio afectado por los problemas geopolíticos que se han presentado en Europa, con la invasión de Rusia a Ucrania desde el mes de febrero 2022. Esta situación generó una serie de sanciones por parte de la Unión Europea a Rusia, siendo una de ellas la prohibición de la comercialización del petróleo ruso en suelo europeo, consecuentemente propició un incremento significativo en el precio internacional del petróleo de fuentes alternativa, tanto para las cotizaciones del petróleo del Mar del Norte (Brent) como de las cotizaciones del petróleo estadounidense (WTI), superando en ambos casos la barrera de los 100 US\$/Bbl.

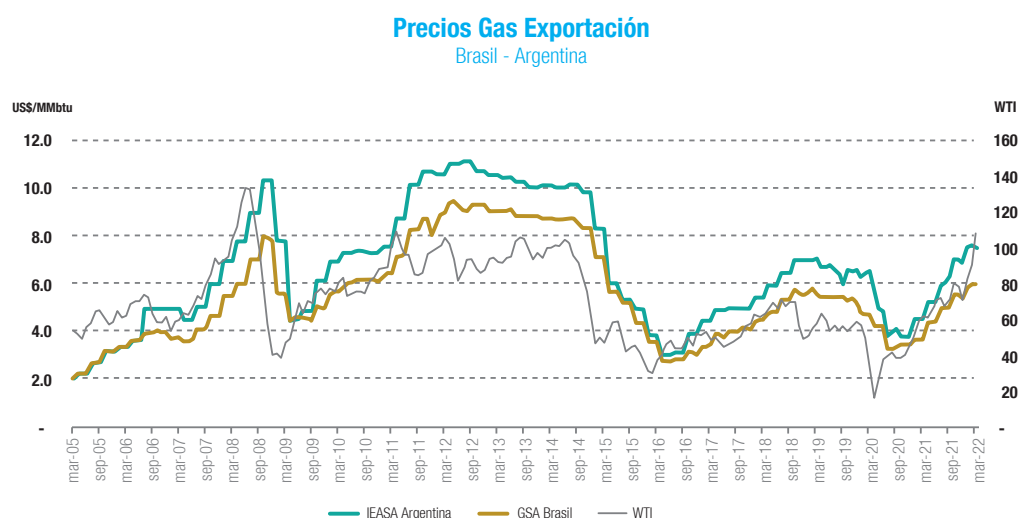
La imagen siguiente, elaborada por la agencia de energía estadounidense (EIA), refleja el equilibrio entre la oferta y la demanda de petróleo a nivel internacional, y como esta se extiende para el corto plazo.



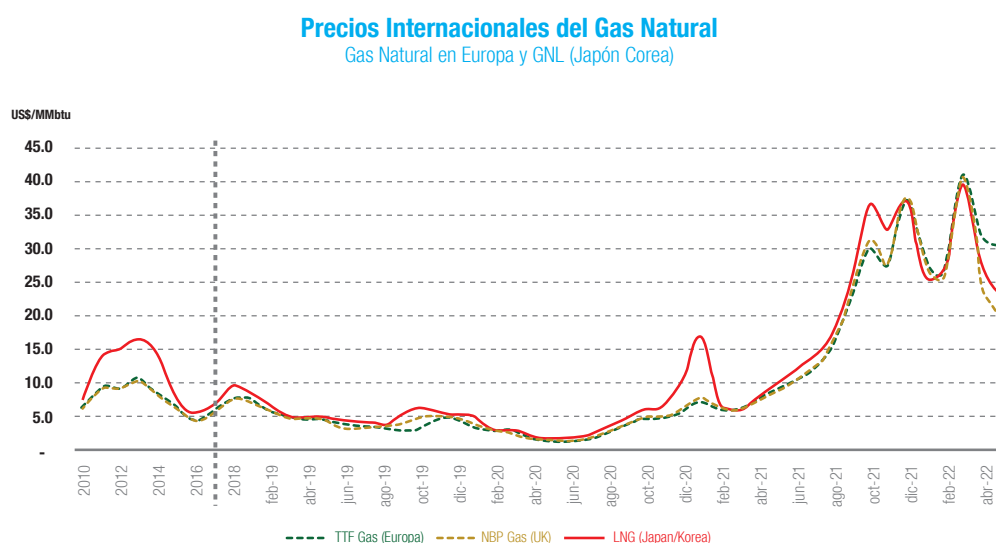
Source: U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, June 2022

Cabe señalar que esta situación se mantendrá en la medida que persista esta situación o bien se presenten nuevos puntos de conflicto a nivel global, a lo cual debe añadirse las preocupaciones renovadas sobre posibles rebrotes de casos de COVID-19 y la naturaleza de respuestas gubernamentales como medidas de contención.

En esta línea, y debido a que los precios del gas natural boliviano con destino a la exportación están indexados a los derivados del petróleo, se ha visto un repunte importante en los precios de exportación, tanto al contrato de exportación al mercado brasilero como argentino. Tal como muestra la imagen siguiente:



En la medida que se mantenga las condiciones geopolíticas a nivel internacional, se espera que los precios de exportación mantengan cotizaciones elevadas, lo cual no afecta la competitividad del mismo, toda vez que el precio internacional del gas natural se encuentra por encima de los 20 US\$ el millar de BTU's. (tal como muestra la imagen siguiente):



RETRIBUCIÓN DEL TITULAR

El ingreso por retribución del titular recupera el nivel registrado en la gestión fiscal 2019, observándose un incremento del 35% con relación al presentado en la gestión fiscal anterior, debido principalmente a una mejora en los precios contractuales para el gas de exportación, originados por la asignación de mercados de exportación Premium y por el comportamiento favorable del precio internacional del petróleo (WTI). Esto debido a que el precio del gas natural de exportación, está indexado a canastas de fuel oils que tienen correlación al precio internacional del petróleo (WTI y Brent). La retribución por entregas de gas natural representa un 92% de la retribución total generada en el período.

Retribución de Hidrocarburos Netos

2009 - 2021

Expresado en Millones de Bolivianos



Cabe destacar que la Retribución del Titular equivale al 45% de los ingresos brutos que genera la producción entregada por la Sociedad. En la gestión fiscal 2021 el ingreso bruto ascendió a Bs 2.827 millones. Estos ingresos brutos, han permitido generar cargas públicas para el Estado por regalías, participaciones e IDH de Bs 1.385 millones, además de Bs 168 millones para cubrir los costos de transporte de los hidrocarburos, dejando un 45% como Retribución del Titular.

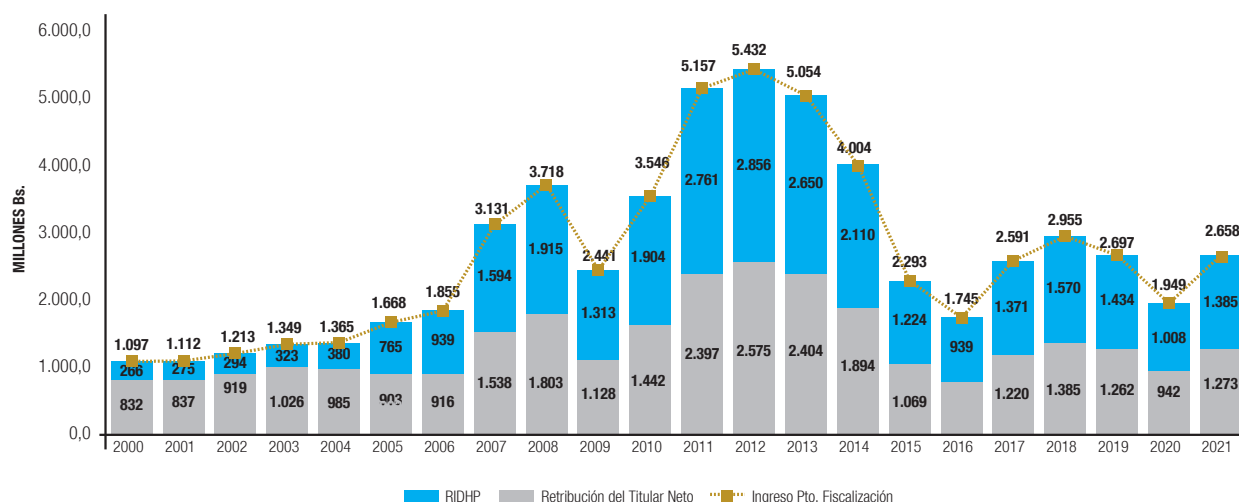
CARGAS PÚBLICAS GENERADAS CON LA PRODUCCIÓN ENTREGADA

Las cargas públicas generadas para el Estado en la gestión 2021, a través de las regalías, participaciones e IDH determinadas sobre la producción entregada por la Sociedad ascienden a Bs 1.385 millones.

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

YPFB CHACO S.A.

Aportes al Estado y Retribución al titular

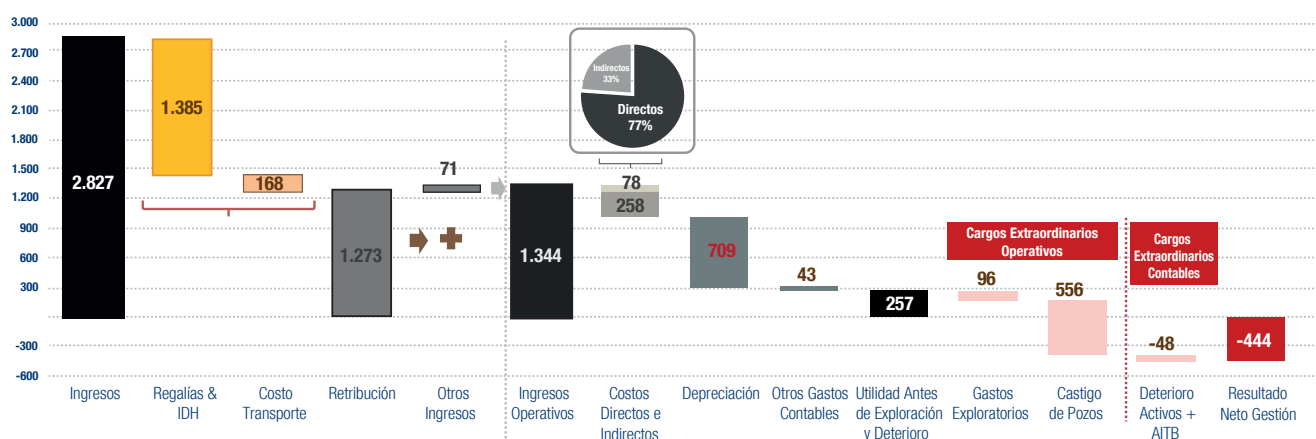


INGRESOS, GASTOS Y RESULTADOS NETOS

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

Análisis Estado de Resultados y Variables Condicionantes

Gestión 2021
Expresado en Millones de Bolivianos



Los ingresos operativos de la empresa están dados por la "Retribución al Titular" que se establece en los Contratos de Operación firmados con YPFB, además de los ingresos operativos netos generados por los servicios prestados de Operación y Mantenimientos de Plantas y los ingresos operativos netos de la Planta de Compresión Río Grande.

Las retribuciones netas y otros ingresos netos operativos que se generaron durante la gestión fiscal 2021 alcanzaron los Bs. 1.344 millones, reflejando un incremento del 30% con respecto a la gestión anterior, debido a una mejora en los precios por la obtención de asignación de mercados Premium en el último cuatrimestre de la gestión y el comportamiento del precio internacional del petróleo (WTI), que afecta positivamente los precios contractuales del gas natural de exportación entregado.

Si a los ingresos operativos le reducimos los costos operativos directos, los gastos administrativos o indirectos, otros costos operativos y la depreciación de activos, que en su conjunto asciende a Bs.1.088 millones, la Sociedad obtiene una utilidad antes de actividades exploratorias y otros castigos de Bs.257 millones.

Este resultado se vuelve negativo al incorporar los gastos asociados a la orientación de nuestras actividades exploratorias, que incluyen principalmente el castigo de los costos exploratorios de las áreas Isarsama y San Miguel cuyos contratos fueron devueltos a YPFB en la presente gestión, además del castigo del pozo exploratorio COL-X10. Adicionalmente, se tiene el efecto de los cargos extraordinarios que están relacionados con el castigo por deterioro de activos fijos y los cargos asociados a la provisión por UTEs no ejecutables de los contratos Aguarangue Centro, Iñiguazu y San Miguel. Estos ajustes extraordinarios y los impactos del impuesto por IUE diferido, impactan sobre la utilidad indicada anteriormente en Bs. 701 millones, generando la pérdida neta final.

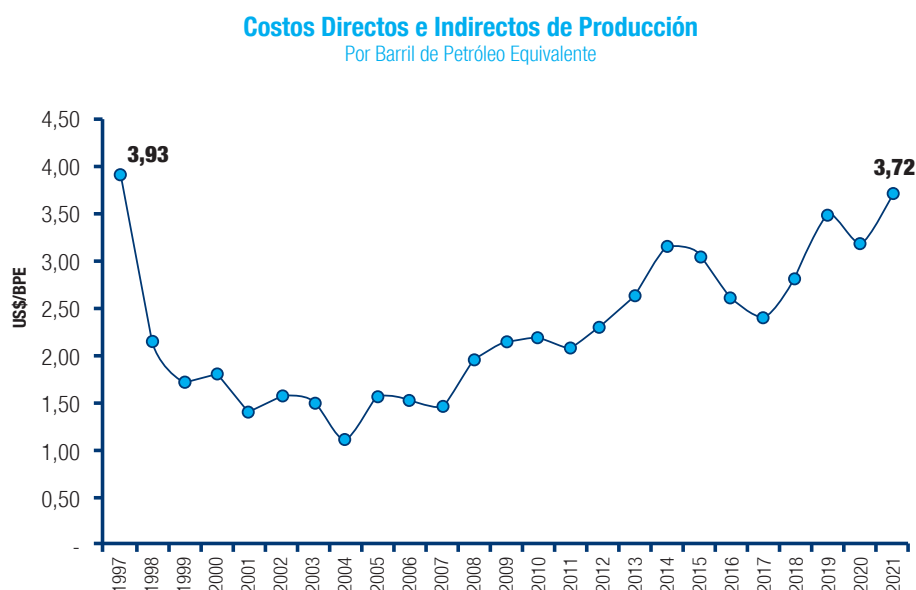
En resumen, la gestión fiscal 2021 cerró con una pérdida contable de Bs. 444 millones (equivalente a USD 63,8 millones al tipo de cambio de Bs.6.96 por USD 1).

A pesar de esta coyuntura de resultados exploratorios fallidos, la Sociedad continua con la actividad de inversión exploratoria en busca de incrementar las reservas. Durante la gestión 2021, se han atendido los compromisos asumidos en los 7 contratos de Servicios Petroleros en etapa exploratoria vigentes en el año fiscal. Esta actividad de alto riesgo, puede generar estos impactos negativos en su curso, que afectan los resultados en el corto plazo de la Sociedad, esto está relacionado a las probabilidades de éxito geológico, en donde en promedio, 3 de 4 pozos podrían no tener éxito y, por lo tanto, estos 3 pozos del ejemplo más todos los costos exploratorios asociados, impactan negativamente los resultados. En esta gestión se tienen Bs. 556 millones de gastos exploratorios asociados a costos exploratorios del área San Miguel, Isarsama e Iñiguazu, además del castigo de un tramo del pozo exploratorio COL-X10.

En esta gestión fiscal se observa una ligera recuperación del impacto negativo que ocasionó la pandemia COVID-19 reflejado en el incremento del 35% en los ingresos brutos de la Sociedad; que, sin embargo, fue contrarrestado por el castigo de pozos exploratorios no exitosos y de gastos exploratorios registrados en esta gestión, además del ajuste contable por deterioro de activos y provisiones por incumplimiento de UTEs. Todos estos ajustes afectan el resultado contable de la gestión, pero no impactan el flujo de efectivo proveniente de las actividades de operación que en la gestión ascendieron a Bs. 1.109 millones (equivalente a USD 159 millones)

COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE PRODUCCIÓN

En la gestión fiscal 2021, el costo directo de producción por barril de petróleo equivalente fue de USD/bpe 2,86; mientras que el costo indirecto estuvo en el orden de USD/bpe 0,86. El costo unitario total para la gestión es de USD/bpe 3,72; que se incrementa con relación al nivel observado en la gestión fiscal 2020 debido a mayores costos de operación por la aplicación de nuevos protocolos de bioseguridad y la realización de actividades de mantenimiento que se tenían rezagadas de la gestión anterior, ejecutadas con el propósito de evitar interrupción de las operaciones. Este indicador se calcula tomando como base la producción entregada durante el período.



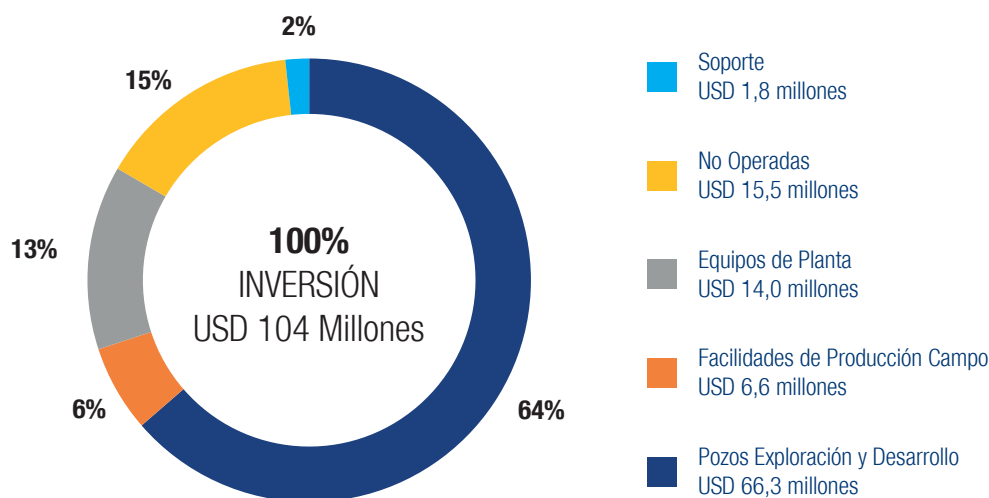
La Sociedad continua con la aplicación de las medidas de austeridad definidas a mediados de 2016.

INVERSIÓN

La gestión fiscal 2021 refleja una recuperación en los niveles de inversión después de que la pandemia obligó a restringir algunas actividades productivas la actividad productiva y la movilidad de los ciudadanos. La Sociedad pudo responder de forma ágil a esta crisis sanitaria, implementado de manera oportuna las medidas de bioseguridad necesarias, para la protección de la salud de los trabajadores y de la continuidad operativa. Es así que durante el periodo fiscal 2021, se registró una inversión de aproximadamente USD 104 millones en exploración y desarrollo de hidrocarburos con el fin de incrementar las reservas, el nivel actual de producción y cumplir con los compromisos adquiridos en los Acuerdos de Entregas de Gas Natural firmados con YPF, tanto para el suministro doméstico como para los mercados de exportación.

Resaltamos el hecho de que el 64% de nuestra inversión, está colocada en inversión exploratoria, manteniendo el enfoque estratégico definido corporativamente de reponer e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos de YPF Chaco focalizando la inversión en actividades de exploración.

Inversiones Gestión Fiscal 2021

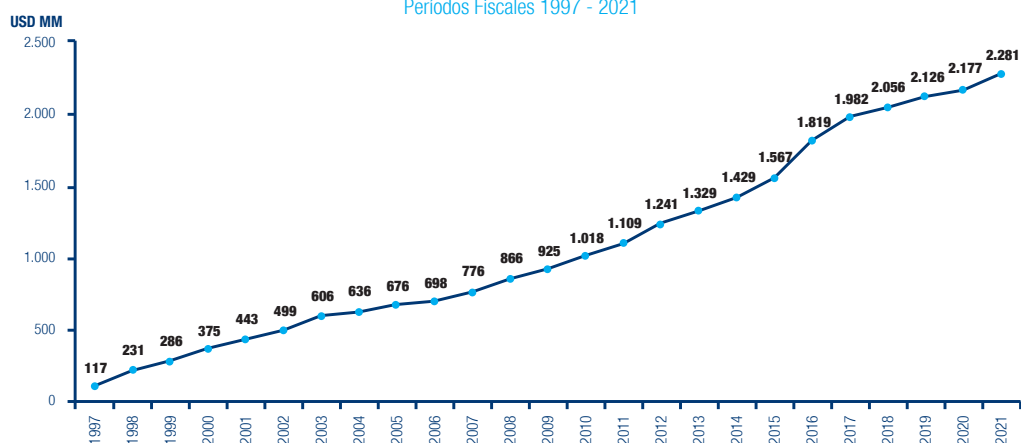


En base a registros contables históricos de la empresa a la fecha, desde el inicio de sus actividades, YPFB Chaco S.A. ha invertido en Bolivia aproximadamente USD 2.281 millones en la exploración y explotación de hidrocarburos.

Actualmente y con el mismo propósito de incrementar los actuales caudales de producción, además de reponer e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos de YPFB Chaco S.A. y de Bolivia, la empresa cuenta con un ambicioso plan de inversiones para el período 2022 – 2026, que permitirá potenciar los volúmenes de producción e incrementar las reservas actuales en Bolivia para el suministro de gas a potenciales mercados con los cuales YPFB podría suscribir nuevos acuerdos.

Inversiones Históricas

Períodos Fiscales 1997 - 2021

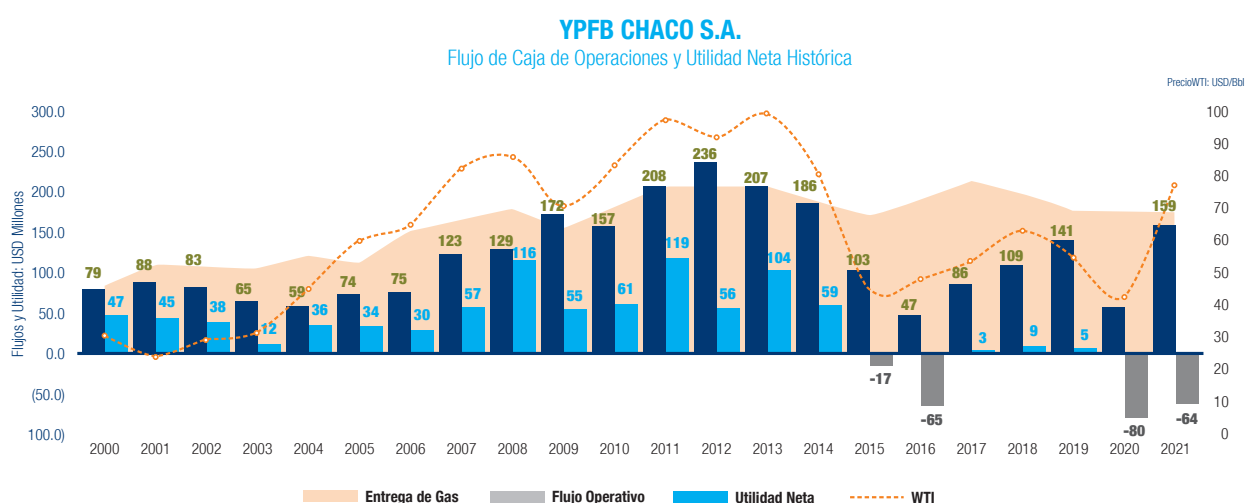


FLUJO OPERATIVO

Durante la gestión fiscal 2021 (concluida el 31 de marzo de 2022) YPFB Chaco S.A. ha logrado generar un flujo de caja operativo de USD 159 millones. Lo que refleja lo positivo del año, a pesar del resultado

negativo de la gestión, generado principalmente por la inversión exploratoria fallida y la devolución del área San Miguel.

Este flujo de caja generado, más los saldos disponibles, constituyen los fondos necesarios para encarar las actividades exploratorias que continúan, y que permitirá garantizar el crecimiento y la solvencia de la Sociedad en el mediano y largo plazo. Conforme a la proyección de flujo de fondos, la Sociedad puede hacer frente a las actividades de inversión programadas, considerando precios del petróleo con cotizaciones conservadoras para los próximos años.



En las gestiones 2014 y 2015 el Flujo Operativo no incluye los pagos efectuados para la adquisición del 10% de participación en los bloques Aquio e Ipati.

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

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

Es importante destacar que la estimación de la generación de flujo de caja operativo promedio reflejado en nuestra planificación estratégica para el período 2022-2026 supera los US\$80 millones por año, esto considerando cotizaciones conservadoras del WTI, sin los efectos de los conflictos en Europa.

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

INFORME DEL SÍNDICO

Santa Cruz de la Sierra, junio de 2022

Señores:

ACCIONISTAS DE YPFB CHACO S.A.

Presentes.-

REF.: INFORME DEL SÍNDICO.

De mi consideración,

En cumplimiento de las atribuciones y deberes previstos en el Artículo 335 del Código de Comercio; así como del mandato establecido en el Artículo 41 de los Estatutos de la Sociedad, en lo cuales se establece de forma concordante que el Síndico deberá presentar informe escrito a la Junta General Ordinaria de Accionistas, con relación al contenido del balance general, los estados de resultados y la memoria anual, tengo a bien poner a su conocimiento lo siguiente:

El pasado 05 de mayo de 2022, fui designada Síndico Titular de la Sociedad por la Junta General Ordinaria de Accionistas. A partir de dicha fecha, se realizaron tres Reuniones de Directorio, en la forma prevista en los estatutos y conforme a las formalidades prescritas en el Artículo 301 del Código de Comercio, habiendo mi persona participado en las mismas con derecho a voz, tomando conocimiento de las decisiones adoptadas por los Directores.

Mi designación ha coincidido con los tiempos de elaboración y presentación de los Estados Financieros correspondientes a la gestión fiscal iniciada el 01 de abril de 2021 y concluida el 31 de marzo de 2022, mismos que han sido debidamente revisados y que incluyen los siguientes documentos:

- Balance General
- Estado de Resultados
- Estado de Evolución del Patrimonio Neto
- Estado de Flujos de Efectivo
- Notas explicativas a los Estados Financieros

De igual forma, la administración puso a mi disposición el informe de la empresa de Auditores Externos independientes PricewaterhouseCoopers S.R.L., sobre la auditoría externa de los Estados Financieros del ejercicio terminado en dicha fecha, de cuya revisión se logra constatar que los mismos emitieron su opinión luego de haber cotejado los documentos con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia (NAGA), así como con las normas generales vigentes en el país.

Siendo mi deber emitir una opinión respecto a los mismos, considero que dichos documentos reflejan en todos los aspectos significativos, la situación patrimonial y financiera de la Empresa así como los resultados de sus operaciones, dentro de los parámetros generales y razonables establecidos en el Ordenamiento

Jurídico, en las normas de contabilidad emitidas por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia y por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's) en caso de ausencia de pronunciamientos técnicos específicos en el país; sin haberse identificado salvedades, sino únicamente algunos párrafos de énfasis sobre temas que en su mayoría se encuentran en proceso de resolución y que merecerán la debida atención hasta su conclusión.

En lo que respecta a la Memoria Anual, del análisis de dicho documento se tiene que su contenido describe e informa de manera razonable, los sucesos y actividades más relevantes de la Sociedad durante la gestión. Finalmente, debe considerarse que la labor del Síndico se limita a emitir una opinión sobre los documentos 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, que son propios de la Sociedad.

Es cuanto informo en cumplimiento legal y estatutario.



María Eliana Suárez y Suárez

SÍNDICO

YPFB CHACO S.A.

02

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN





Ante la declinación natural de la producción de hidrocarburos de los campos que opera nuestra empresa, se plantea estrategias que conlleven una serie de acciones que permitirá revertir esta declinación y generar incrementos de recursos y entregas de hidrocarburos.

Para este propósito, las acciones estratégicas planeadas son las siguientes:

i) Desarrollar las reservas no desarrolladas (PND, P2 y P3):

Como primera medida de reversión de la declinación, la empresa prevé completar el desarrollo de las reservas de los campos en los que opera. Si bien la mayoría de estos campos ya se encuentran desarrollados, el hallazgo obtenido en Los Monos y en Aguara Güe Centro tienen por delante un plan de desarrollo por ejecutar para su debida puesta en marcha de producción que aportará con nuevos volúmenes de producción que permitirá paliar la declinación de los demás campos.

ii) Desarrollar las reservas de campos no operados:

Esta medida pasa por impulsar -bajo nuestro rol de socio no operador- el desarrollo de los campos donde YPF Chaco S.A. cuenta con participación y está en asociación con otras empresas.

iii) Explorar recursos en nuevas áreas:

La estrategia exploratoria en nuevas áreas prevé la ejecución de actividades de un portafolio de leads y prospectos en áreas bajo contratos actuales, como también en nuevas áreas que actualmente se encuentran en estudio por parte de nuestra empresa.

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



03

**GERENCIA DE
EXPLORACIÓN**



La gestión 2021-2022, que tienen como objetivo principal generar, madurar y jerarquizar oportunidades exploratorias para la incorporación e incremento a futuro de las reservas de hidrocarburos de la empresa con la perforación de pozos exploratorios y delineadores.

Estas actividades, se desarrollan de manera directa en las áreas de Contrato, donde YPFB Chaco S.A. es Operador, y en participación de Asociaciones con otras empresas, donde la Empresa actúa como Socio No Operador en los respectivos Contratos.

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

Resumen de las áreas exploratorias operadas por YPFB Chaco S.A.

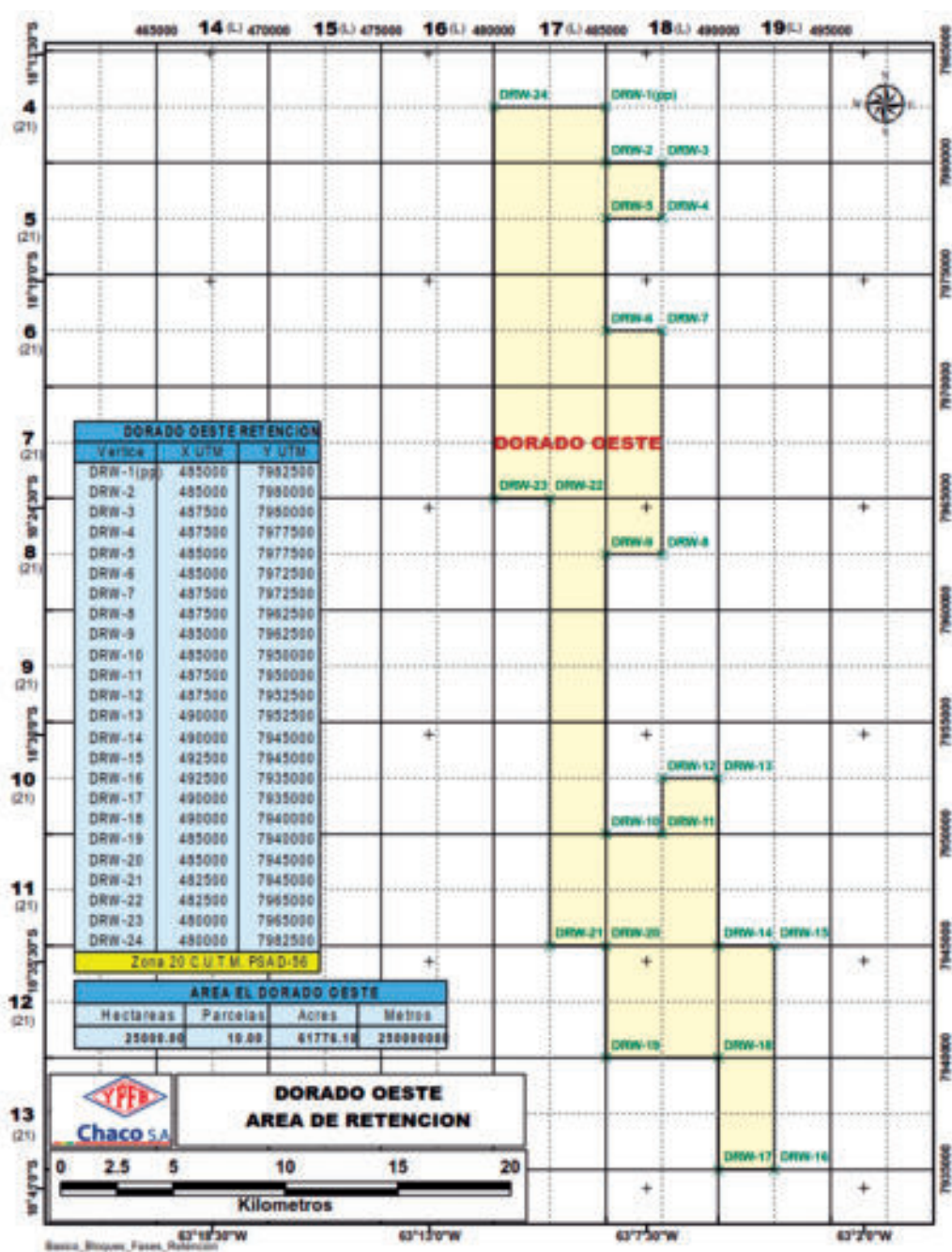
Áreas	Nombre	Dimensiones Área Original		Com-pro-miso UTE	Fecha Efectiva CSP	Fase Actual	Vencimiento Fase	Actividad o Proyecto
		Ha	Parce-las					
ÁREAS OPERADAS	San Miguel	1,250	0.50	500	21 de enero de 2014	Fase 3	03 enero 2022 (ampliación por FM)	Proceso de devolución
	Isarsama	18,750	7.50	500	21 de enero de 2014	Fase 3	20 de enero de 2022	Proceso de devolución
	El Dorado Oeste	86,250	34.50	1200	21 de enero de 2014	Fase 3	20 de enero de 2024	100% de UTE certificadas, se procederá a Devolución del área
	Itacaray	56,250	22.50	1200	26 de julio de 2017	Fase 3	25 de julio 2022	Perforación Pozo ITY-X1
	Aguaragüe Centro-LMS	49,125	19.65	900	27 de julio de 2018	Fase 3	26 de julio de 2022	Proceso de devolución
	Astillero	21,094	8.44	700	05 de julio de 2018	Fase 3	04 de julio de 2021	Se amplió Fase 1 por FM (591 días) Prospecto AST-X1
ÁREAS EN SOCIEDAD	San Telmo Norte	95,250	38.10	1200	05 de julio de 2018	Fase 3	04 de julio de 2021	Fuerza Mayor-Prospecto DMO-X3
	Charagua	99,250	39.70	1200	Se aprobó Contrato de Cesión	Fase 3	26 de mayo de 2023	Reprocesamiento sísmico 3D y generación Prospecto
	Iñiguazu	64,375	25.75	1200	26 de agosto de 2019	Fase 3	25 de agosto 2022	Proceso de devolución

Resumen de las áreas exploratorias operadas y no operadas por YPFB Chaco S.A

1. ÁREA DORADO OESTE

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

El Contrato de Servicios Petroleros (CSP) entre YPFB Corporación y YPFB Chaco, fue protocolizado el 21 de enero del 2014. Actualmente, el Área cuenta con 10 parcelas (25000 ha) y está en el año 9 de la Fase 4.



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

El principal objetivo exploratorio es evaluar el potencial exploratorio la Arenisca Guanacos, de la Formación Iquiri, de edad Devónico Superior.

La perforación de pozos en el área tiene un sustento técnico basado en la existencia de anomalías de amplitud sísmica y análisis de AVO, atributos que son considerados como indicadores directos de hidrocarburos, comprobados de manera exitosa en los campos vecinos de El Dorado, El Dorado Sur, El Dorado Oeste, Colorado y Colorado Sur.

Con los resultados del pozo exploratorio COL-X10D perforado el año 2019. Se evidenció que el reservorio Guanacos tiene muy baja productividad de hidrocarburos, debido a la baja permeabilidad, por lo que se clasificó el descubrimiento como Recurso Contingente. Por esta razón, en la gestión 2021 y 2022, se realizaron estudios de análisis sismo-estratigráficos para la arenisca Guanacos, como así también estudios geomecánicos (trabajos a cargo de la Gerencia de Desarrollo).

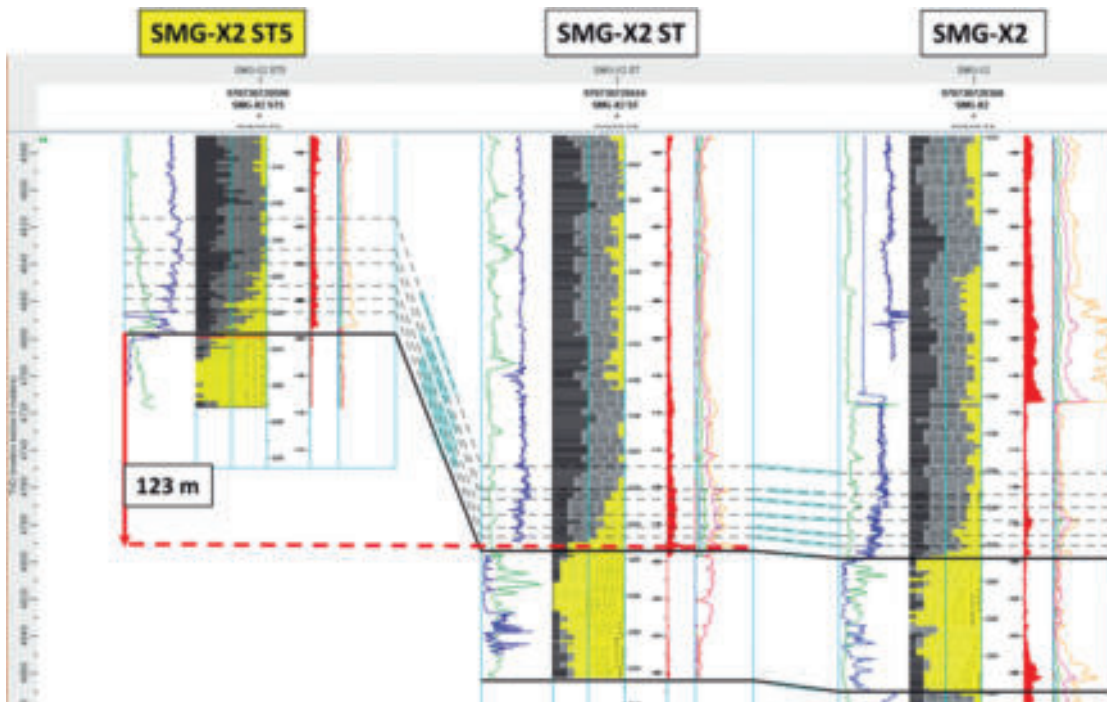
2. ÁREAS SAN MIGUEL– ISARSAMA

Las Áreas de exploración San Miguel e Isarsama, están ubicadas en la provincia Carrasco del Departamento de Cochabamba y forman parte del denominado Complejo Chimoré, integrado por varios campos en etapa de producción y áreas de exploración.

El CSP para estas áreas fue protocolizado el 21 de enero del 2014. Actualmente, San Miguel e Isarsama tienen una extensión de 7.50 y 0.50 parcelas respectivamente. Adicionalmente, San Miguel está en el año 7 de la Fase 3 e Isarsama en el año 8 de la Fase 2 del Periodo Inicial de Exploración.

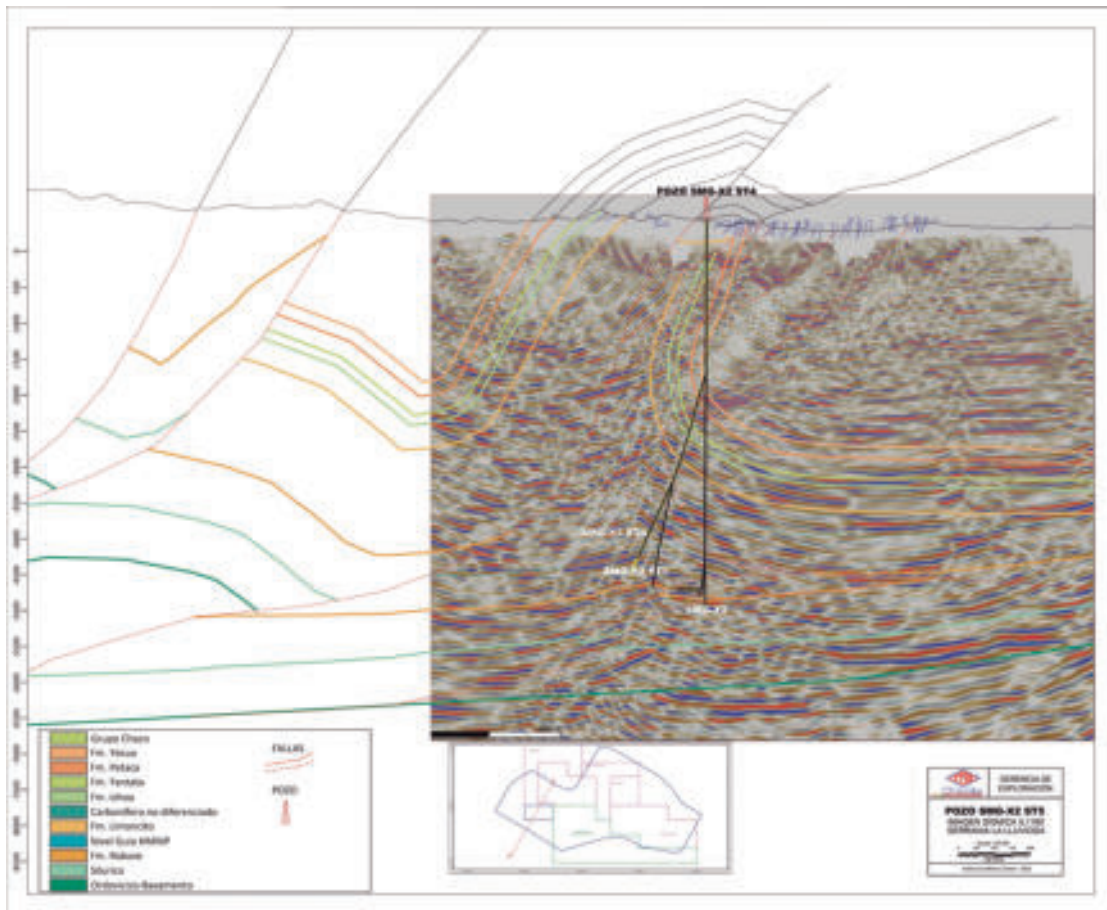
El objetivo principal exploratorio en estas áreas es evaluar los niveles arenosos de la Formación Roboré, del Devónico Inferior.

Los trabajos de perforación del pozo SMG-X2 ST2 iniciaron en mayo de 2021. Debido a la complejidad estructural (zonas de fracturas, fallas secundarias) y complicaciones en la etapa de perforación se produjeron dos aprisionamientos de la herramienta de perforación, por esta causa se realizaron dos Sidetracks mecánicos por aprisionamiento de herramienta de perforación, denominados SMG-X2 ST3 y SMG-X2 ST4, este último al alcanzar la profundidad de 4841 m MD, se evidenció que se estaba atravesando capas del flanco sur del anticlinal, con una inclinación de 27°, avizorando que el objetivo estaría desplazado a mayor profundidad. Por esta razón, se decidió efectuar el pozo SMG-X2 ST5, decisión técnica oportuna ya que permitió interceptar el objetivo 123 m más alto estructuralmente que el pozo vertical.



Correlación estructural SMG-X2 ST5, SMG-X2 ST y SMG-X2.

El sondeo SMG-X2 ST5 alcanzó una profundidad final de 5272 MD, atravesando 40 m del reservorio Robore-I. La prueba en hueco abierto (DST) recuperó agua de formación con una salinidad de 12000 a 17000 ppm de Na Cl, datos que concluyen que el reservorio está en fase acuifera, recomendando el abandono del pozo y la consiguiente devolución de las Áreas Exploratorias San Miguel e Isarsama.

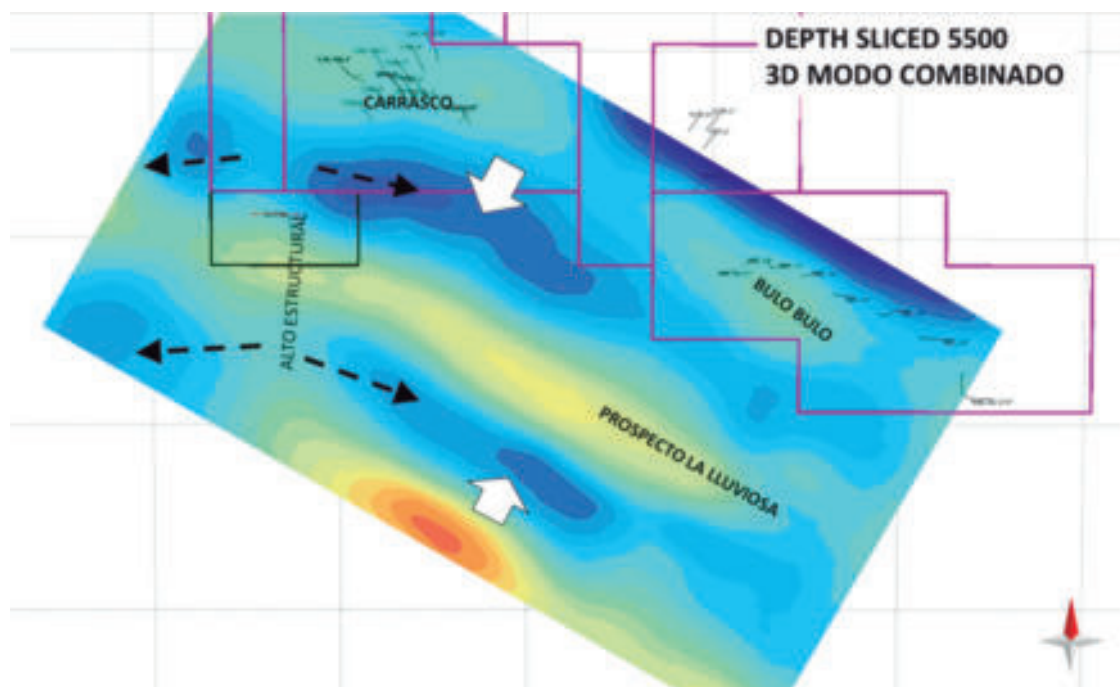


Corte estructural y sección sísmica con los pozos SMG-ST5, SMG-X2.

A pesar de los resultados negativos, la información aportada por el pozo SMG-X2 ST2 y los demás side tracks, permiten comprender mejor el estilo de deformación de la Serranía la Lluviosa en su núcleo estructural, y mejorar la interpretación del sector sureste de la serranía donde se ubica el prospecto La Lluviosa, que tiene gran potencial por su cercanía con el Campo Bulu Bulu, principal Campo, productor de Gas, operado por YPFB Chaco, en el departamento de Cochabamba.

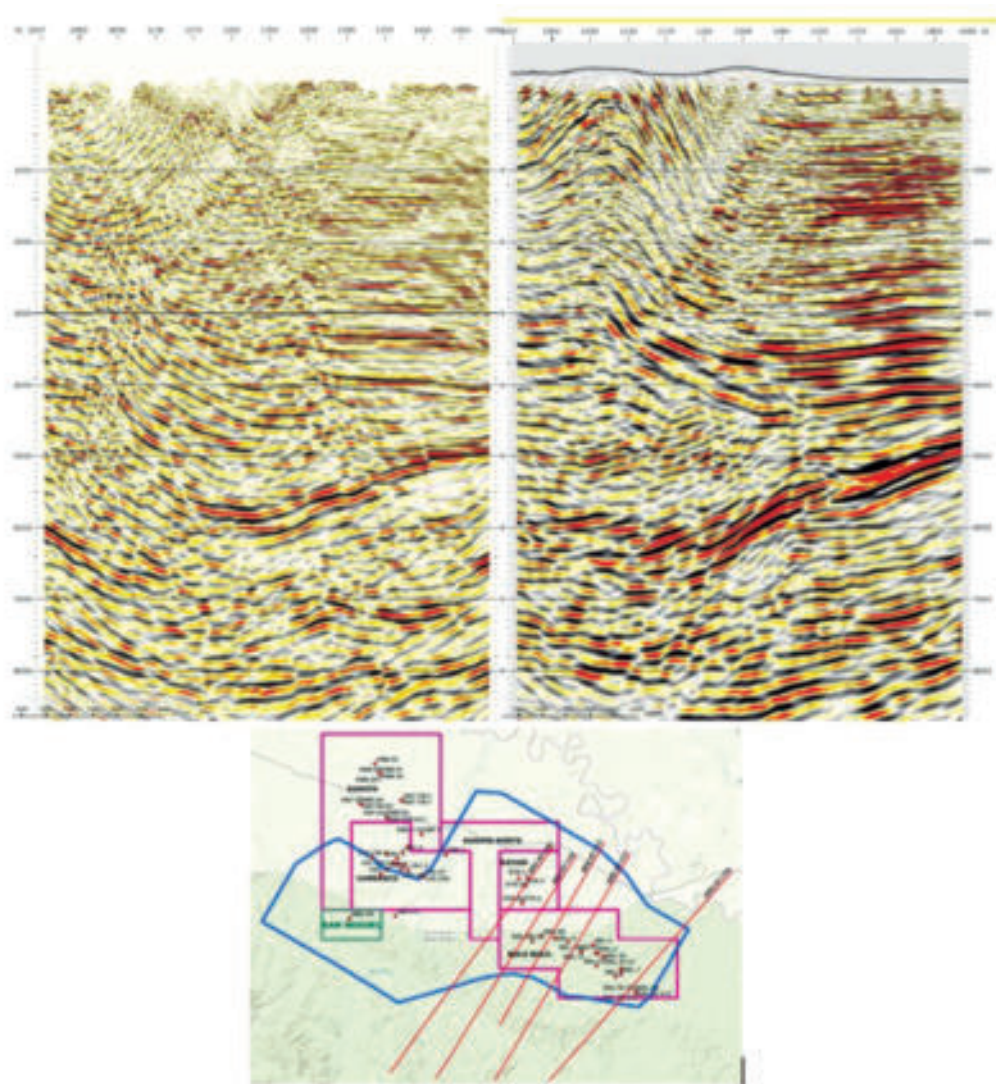
1.2 Inversión Conjunta Sísmica Magnetotelúrica.

Se procesó el cubo Chimoré 3D (380 Km²) de manera conjunta con datos magnetotelúricos de 300 estaciones MT (461 km²) y 5 líneas sísmicas 2D (120Km), empleando el método de Inversión Conjunta Sísmica Magnetotelúrica; logrando contribuir con la información magnetotelúrica, en la generación de nuevos modelos de velocidad en las zonas de imagen sísmica. Estos modelos fueron utilizados en migraciones PSDM para resolver con mejor calidad los núcleos estructurales y la posible delineación de la Formación Roboré en la Serranía La Lluviosa y el Campo Bulu Bulu, mejorar la interpretación de los prospectos La Lluviosa y Bulu Bulu Profundo (figura a continuación).



Depth-Slice del modo combinado Eléctrico-Magnético EM del procesamiento MT a nivel de las unidades del devónico Inferior-Silúrico-Ordovícico

La siguiente figura la comparación entre las secciones sísmicas de la migración en profundidad entre un procesamiento anterior y el realizado recientemente.

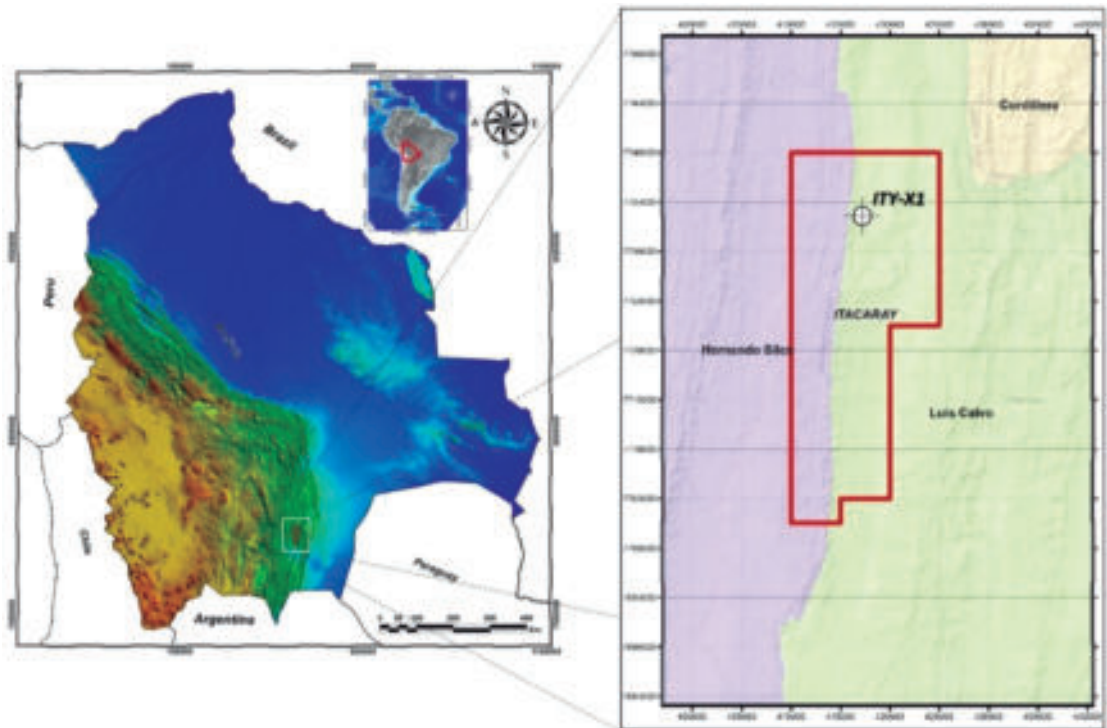


Inline 1088: comparación de secciones migradas en profundidad, con post proceso, procesamiento anterior RTM (izq) y el nuevo resultado (der.). Las mejoras se ven en los siguientes aspectos: definición de las reflexiones en las partes de mayor complejidad geológica, consistencia de la imagen sísmica con el mapa de geología superficial.

3. ÁREA ITACARAY (ITY)

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

El CSP entre YPFB Corporación y YPFB Chaco, fue protocolizado el 26 de Julio de 2017. Actualmente, tiene una extensión 18 parcelas y se encuentra en el Año 5 de la Fase 2 del Periodo Inicial de Exploración.



Ubicación área Itacaray

El objetivo principal es evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones devónicas Huamampampa y Santa Rosa del bloque alto del prospecto Itacaray. Así mismo, y con carácter investigativo, se evaluará el potencial hidrocarburífero de similares reservorios en Bloque Bajo.

El pozo ITY-X1 inició operaciones de perforación el 23 de mayo del 2021 y alcanzó el objetivo Huamampampa en bloque alto a la profundidad de 2286 m. Posteriormente, se realizó la prueba DST#1 del reservorio Huamampampa en agujero abierto, con resultado no conclusivo debido a la baja permeabilidad del reservorio.

Quema de gas durante prueba DST#1 BHA 2: Huamampampa Bloque Alto, pozo ITY-X1.



Desfogue presión acumulada después de pistoneo. P.acum. 260 psig.



Durante primera inducción con N2



Durante segunda inducción con N2

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

Definido y aprobado el pozo ITY-X1 ST, se balanceó un tapón de cemento, y el 25 de enero, se inició el Sidetrack con KOP en 2825 m, dentro de la Formación Huamampampa. Actualmente, el sondeo alcanzó la profundidad de 3488 m, perforando sedimentitas del reservorio Huamampampa.

4. ÁREA AGUARAGÜE CENTRO (AGC)

El Área Aguara Güe Centro se encuentra en la Provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija. El CSP entre YPFB Corporación y YPFB Chaco S.A., fue protocolizado en fecha 26 de Julio 2017. Actualmente, el área se encuentra en el Año 5, Fase 2 del Periodo Inicial de Exploración, área de 17.15 parcelas que equivalen a 42875 ha.

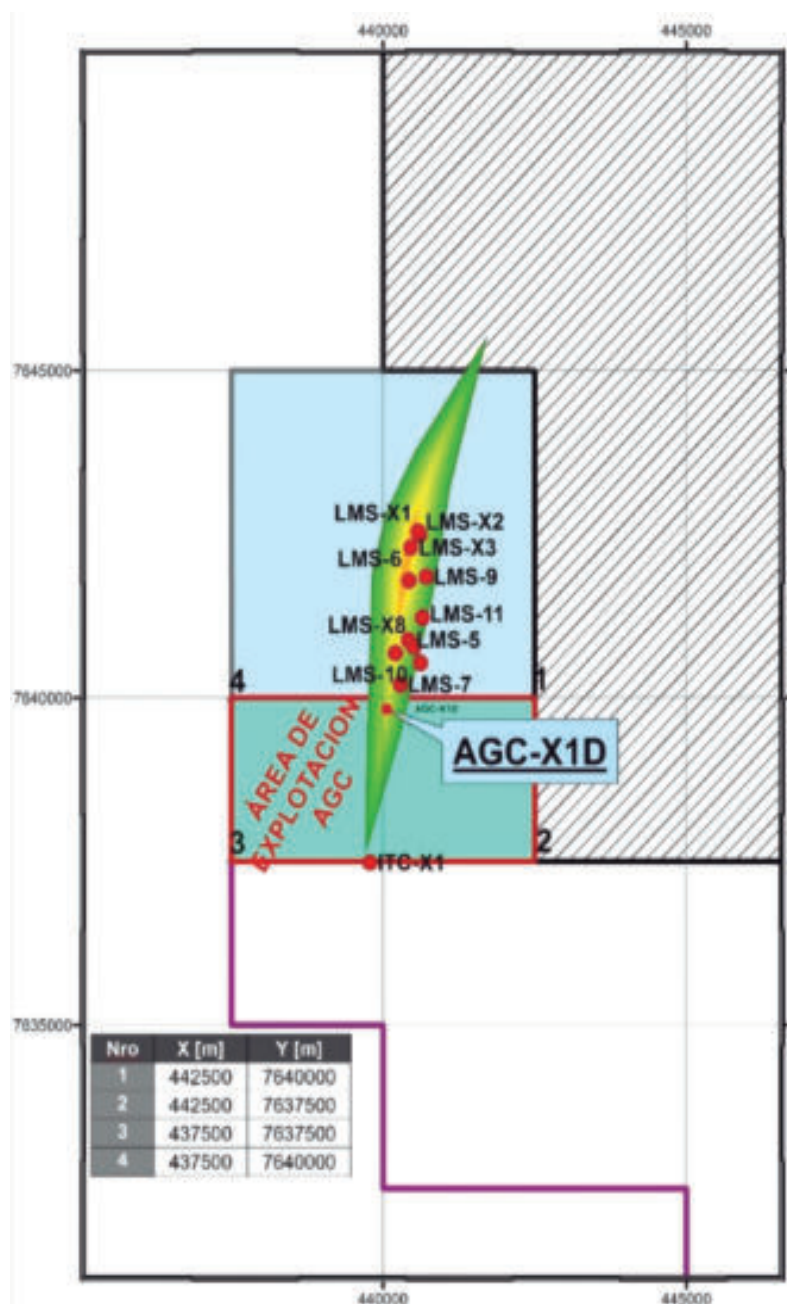
En la Fase 1, se perforó el pozo Aguara Güe Centro-X1D (AGC-X1D), que alcanzó una profundidad final de 3750 m MD, el cual tuvo resultados positivos para el reservorio Icla. Durante la prueba de producción alcanzó un caudal de gas de 8 MMpcd.



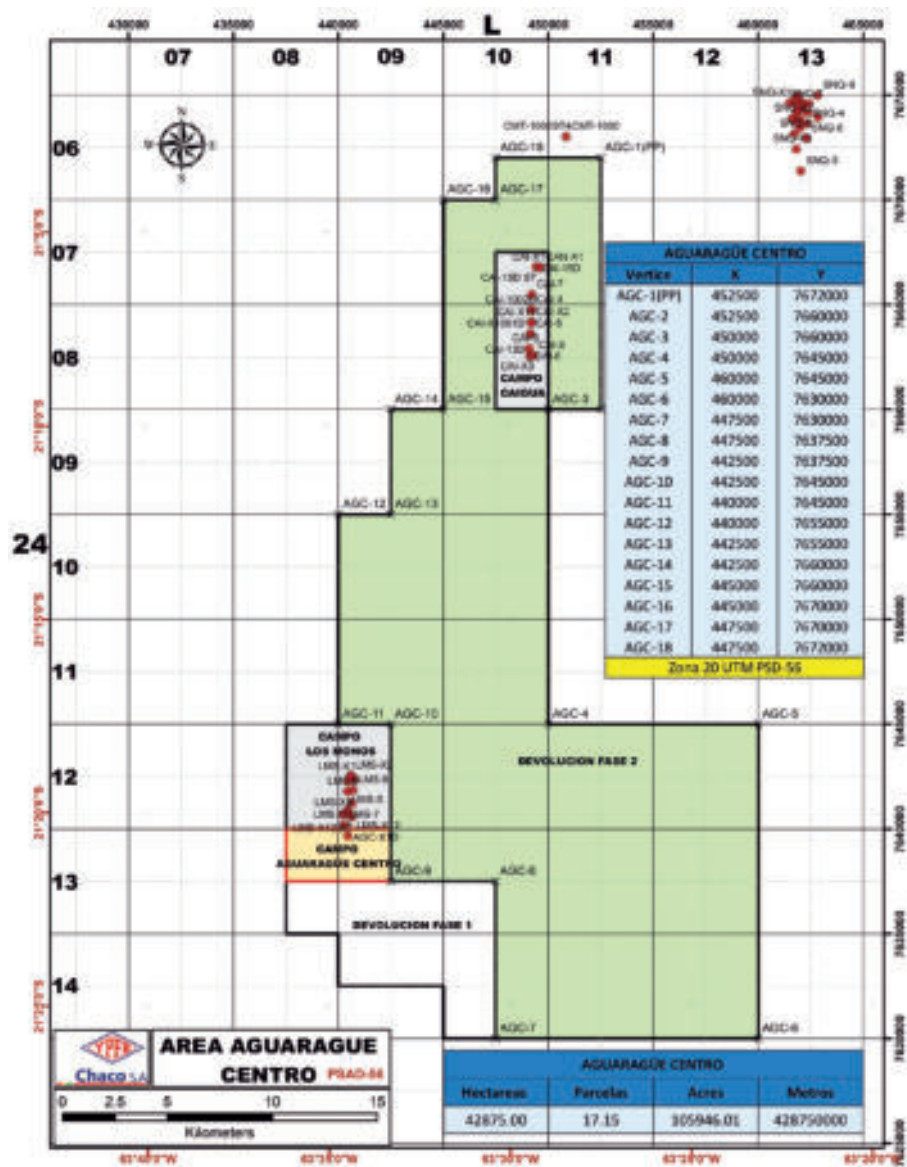
Prueba de producción reservorio Icla. Fosa de quema del pozo AGC-X1D.

En esta Fase, se efectuó la prueba de Larga Duración del reservorio Icla, con resultados positivos. Adicionalmente, se notificó a YPFB el Descubrimiento Comercial, la Declaratoria Comercialidad y el Plan de Desarrollo del Campo Aguara Güe Centro, en el que se estima una producción acumulada de 5.85 Bcf de gas de venta. El inicio de producción se estima inicie a finales del 2022, con un caudal máximo de 1.95 MMscfd como promedio anual.

Mapa con el área de explotación del Campo Aguaragüe Centro



Producto del cambio de Fase, se incluyó en el Programa de Trabajo y Presupuesto (PTP), la evaluación del Lead San Antonio Oeste(SNO-X1), geográficamente situado en el sector Sur oriental del Área Aguaragüe Centro, en la zona de Pie de Monte. Como resultado de la evaluación técnica realizada por YPFB Chaco, se concluye que el Lead SNO-X1 tiene reducidas posibilidades de ser considerado como potencial exploratorio. Producto del análisis y evaluación del estudio se definió devolver el área remanente del contrato de servicios petroleros Aguaragüe Centro.



Devolución Total del área remanente del contrato de servicios petroleros-Aguaragüe Centro.

5. ÁREA ASTILLERO

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

El CSP, fue protocolizado el 05 de julio de 2018, suscrito entre YPFB Casa Matriz y las Empresas YPFB Chaco S.A. (60%, Operador) y Petrobras Bolivia S.A. (40%). El 02 de junio de 2021 se firmó el Acuerdo de Operaciones Exclusivas, el cual otorga el derecho a YPFB Chaco de continuar con las operaciones del área Astillero a riesgo propio. Actualmente, el área se encuentra en el año 3 de la Fase 1 del Periodo Inicial de Exploración.

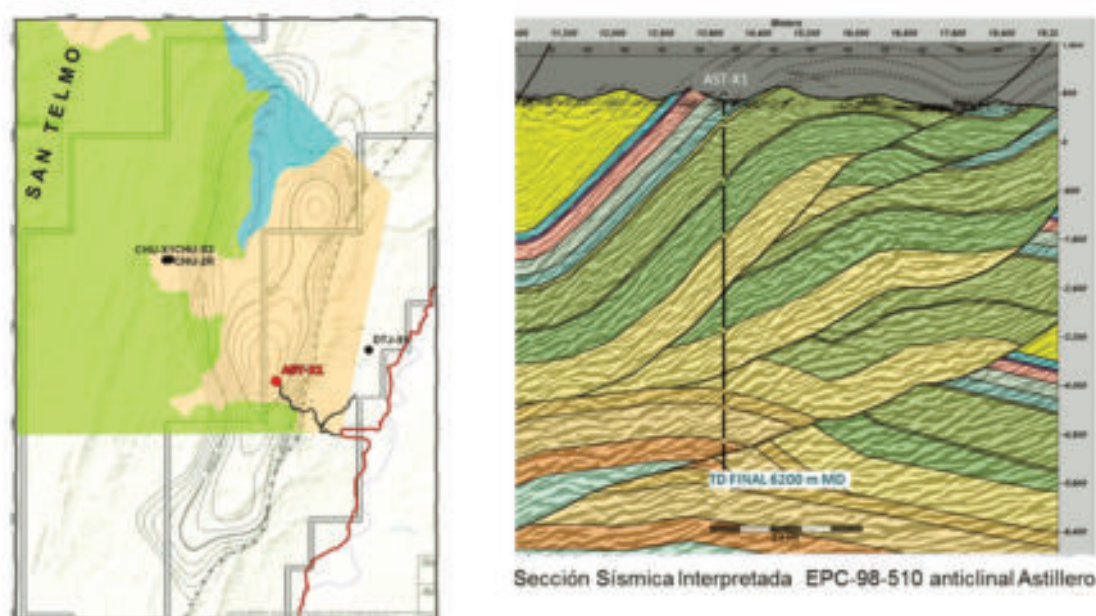
Debido a problemas de orden social en el país del año 2019, y a la emergencia sanitaria COVID-19, el Área Astillero entró en un periodo de Fuerza Mayor a partir del 03 de marzo del 2020. Esta Fuerza Mayor fue levantada el 13 de octubre del 2021, posterior a un intenso trabajo de socialización del proyecto en el

Departamento de Tarija. A partir de esa fecha, se reiniciaron trabajos de ingeniería conceptual y de diseño para la construcción del camino y planchada. Desde el 11 de mayo del 2022, las empresas encargadas de efectuar los trabajos de construcción de camino y planchada para el pozo AST-X1, se encuentran en actividad.

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

Como trabajo complementario se tiene previsto ejecutar el Proyecto del Estudio Geológico Integrado de Astillero. Para tal efecto se procedió la adjudicación del servicio en fecha 07 de febrero de 2020; sin embargo, y debido a la declaratoria de Fuerza Mayor esta actividad también se vio retrasada en su ejecución. A la fecha el proceso se encuentra a la espera de la reanudación normal de las operaciones de campo en el área para poder realizar los trabajos de geología sin contratiempos.

Con el reconocimiento de 591 días de Fuerza Mayor, la fecha de finalización de la Fase 1 del Periodo Inicial de Exploración, finaliza el 15 de febrero del 2023.



Mapa de ubicación del área y el prospecto Astillero y sección sísmica interpretada.

6. ÁREAS EN PROCESO DE DEVOLUCIÓN

En la gestión 2021-2022, se procedió a la devolución de algunas áreas exploratorias, debido a los resultados de los trabajos exploratorios realizados.

Área San Miguel.- Concluidas las operaciones de perforación del pozo SMG-X2 St, donde se tuvieron que efectuar dos Sidetracks mecánicos por problemas de aprisionamiento de herramienta de perforación (St3 y St4) y un Sidetrack Geológico, para mejorar la ubicación estructural del punto de intersección del pozo con el objetivo (St5).

El pozo SMG-X2 ST5 encontró el tope Roboré en la profundidad de 5232 m MD, 123 m más alto estructuralmente que el pozo vertical, con lo cual se confirma el ultimo modelo estructural planteado. Se alcanzó una profundidad final de 5272 MD, llegando a atravesar aproximadamente 40 m del reservorio Robore-I, donde se definió realizar una prueba DST en agujero abierto.

La prueba DST tuvo resultados negativos, se recuperó agua de formación con salinidad 12 a 17 mil ppm de NaCl. A pesar de la diferencia estructural favorable (123 m.), no se tuvo quema de gas ni indicios de hidrocarburos, como en el pozo vertical. Lo cual se interpreta como una posible desvinculación asociada a fallas (compartimentalización) con respecto al bloque que atravesó el pozo SMG-X2. Por este motivo, se determinó el abandono del pozo y devolución del área Exploratoria San Miguel.

Adicionalmente a la perforación del pozo SMG-X2ST, se efectuó un trabajo de reprocesamiento del cubo Chimoré 3D (380 Km²) de manera conjunta con datos magnetotelúricos de 300 estaciones MT (461 km²) y 5 líneas sísmicas 2D (120Km), empleando el método de Inversión Conjunta Sísmica Magnetotelúrica; Estos modelos fueron utilizados en migraciones PSDM para resolver con mejor calidad los núcleos estructurales y la posible delineación de la Formación Roboré en la Serranía La Lluviosa y el Campo Buló Buló, con el objetivo de mejorar la interpretación de los prospectos La Lluviosa y Buló Buló Profundo.

Área Isarsama.- Los resultados del pozo SMG-X2ST y la configuración estructural resultante del remapeo del tope del reservorio Roboré-I, se establece una estructura muy reducida, que para el área Isarsama estaría en zona de hundimiento y no tendría posibilidades de acumulación de hidrocarburos dentro del área el CSP Isarsama. Tampoco se visualizan otras oportunidades exploratorias en el resto del área, por lo que se recomendó finalizar el contrato de Servicios Petroleros en base a que a la fecha se tienen por cumplidos los compromisos de UTE al 100%.

Área Aguara Güe Centro.- En Aguara Güe Centro se llegó a efectuar una Declaratoria de Comercialidad, gracias al resultado positivo del pozo exploratorio AGC-X1. Sin embargo, al no encontrar mayores oportunidades exploratorias en el resto del área y al descartarse la posibilidad de perforación del pozo SON-X1, por resultados ya evidenciados por un prospecto antiguo, se recomendó la devolución total del área remanente y terminación del Contrato de Servicios Petroleros del Área de Contrato Aguara Güe Centro.

Área Iñiguazu.- El Contrato de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación de área Iñiguazu, fue suscrito por un Consorcio de cinco (5) empresas del sector: YPFB Andina 46,555%; YPFB Chaco 13,455%; Repsol 15,00%; Shell 15,00%; PAE 10,00%. De las cuales fue designada Repsol como empresa Operadora.

Los trabajos exploratorios en la Fase I del CSP, se realizaron mediante el reproceso sísmico 2D, con resultados suficientes para realizar interpretación sísmica completa del área y que corresponde aproximadamente a 106 UTE, cuya certificación por parte de YPFB, estaría en curso.

En la interpretación sísmica; basada en amarré de pozo, geología de superficie y modelo estructural, se identifican dos escamas diferentes para el reservorio de la Formación Huamampampa. Las escamas son denominadas somera (bloque alto) y profunda (bloque bajo). Las dos escamas fueron probadas negativamente por los pozos ING3/X4 (somera) y BUY-X2 (profunda). Además, en función de la interpretación efectuada, que la escama profunda tendría una menor altura estructural en el sector hacia el sur (sector de Iñiguazu), por lo que el operador concluyó que la prospectividad del Área Iñiguazu es muy baja y su riesgo exploratorio muy alto. Por este motivo, se determinó no pasar a la fase-II del CSP siguiente la conclusión del CSP y efectuar la devolución del área Iñiguazu, culminando el Contrato de Servicios Petroleros, aspecto que fue analizado y aceptado por todo el Consorcio Iñiguazu en las reuniones de Comité Técnico y Operativo.

04

GERENCIA DE INGENIERÍA, ESTUDIOS Y OBRAS





Considerando el nuevo escenario que nos tocó vivir, en un entorno V.I.C.A., donde el trabajo es cada vez más Volátil, por la velocidad e imprevisibilidad de los cambios por precios internacionales por post pandemia y guerra, entre otros, Incierto, por la dificultad para anticiparse a los acontecimientos como los resultados de la Perforación y/o la delegación de nuestros campos, Complejo, por las múltiples variables técnicas, contractuales, financieras, legales y sociales para la toma de decisiones en los proyectos y Ambiguo, por la dificultad para interpretar los acontecimientos y sus impactos en nuestras actividades, la Gerencia de Ingeniería, Estudios y Obras en la gestión fiscal 2021-2022, estuvo caracterizada por grandes desafíos en la ejecución de proyectos de importancia que apuntan a cumplir con los compromisos estratégicos empresariales, a la generación de valor en la compañía, fortalecimiento de YPFB y aporte al desarrollo del país.

RESUMEN DE ACTIVIDADES:

La Gerencia de Ingeniería, Estudios y Obras (GIEO), ha manejado un portafolio de 27 proyectos de superficie que generan empleos directos e indirectos en cada una de las áreas de influencia.

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

PORTAFOLIO DE PROYECTOS GIEO					
TIPO	ETAPAS				
	INGENIERÍA	LICITACIÓN	EJECUCIÓN	CONCLUIDO	TOTAL
CAMINOS Y PLANCHADAS	0	1	1	1	3
LÍNEAS Y FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	1	1	2	0	4
PLANTAS Y BATERÍAS DE PRODUCCIÓN	1	1	1	2	5
OBRAS CIVILES Y MECÁNICAS MENORES	0	0	5	10	15
TOTAL	2	3	9	13	27

PROYECTO: BATERÍA COMPRESIÓN DORADO

El proyecto de la “Batería de Compresión Dorado” se encuentra en su fase de operación, puesto que en el mes de noviembre del año 2021 se realizó la puesta en marcha e inauguración a cargo del Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia.



Visita del presidente Luis Arce Catacora

Se implementaron los siguientes procesos:

- Procesos Trocal:
 - » Sistema de recolección, con un colector de baja presión.
 - » Sistema de separación de baja presión.
 - » Sistema de compresión.
 - » Sistema de bombeo.
 - » Cabezal de descarga.



Vista de áreas de separación, gas de servicio y bombeo

- Servicios:
 - » Sistema de gas para servicios.
 - » Sistema cerrado de venteos, drenajes y quema de gas (KOD y Tea).
 - » Sistema de generación y provisión de energía eléctrica.
 - » Sistema de instrumentación, monitoreo y control local.
 - » Sistema de instrumentación, monitoreo y control remoto.
 - » Sistema de telecomunicación con Planta Percheles
 - » Sistema de iluminación.
 - » Sistema de puesta a tierra y contra descargas atmosféricas.
 - » Servicios básicos.

- Obras complementarias:
 - » Sala de control.
 - » Enmallado perimetral.
 - » Drenajes pluviales.
 - » Camino de circulación peatonales.
 - » Camino de circulación vehicular interno.
 - » Plataformas de acceso a operación y mantenimiento.
 - » Portería.



Vista de sala de control, sala de generación eléctrica, parqueo y portería

Se registraron los siguientes indicadores de Seguridad, Salud y Medio Ambiente:

INDICADORES SSA DEL PROYECTO	
Horas Hombre:	259.321 Hrs.
Horas de Capacitación de Personal:	240 Hrs.
Kilometro Recorridos:	128.931 Km
Casos Positivos y/o Contagios COVID-19:	0



Vista de Bateria de Compresión y Paraque Eólico El Dorado.

PROYECTO: BATERÍA COMPRESIÓN PNW Y COMPRESIÓN SIG

El proyecto de Batería de Compresión PNW-SIG está ubicado al lado de las facilidades de producción del Campo Palometas a 160 kilómetros de distancia de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, al Nor-Este del Municipio de Santa Rosa.

El objetivo del Proyecto es impulsar la producción de hidrocarburos de los pozos, mismos que han declinado su presión natural del reservorio por los años de vida productiva, esto con la finalidad de que puedan ser transportados hasta la Planta de procesamiento de gas de Santa Rosa, para maximizar la recuperación de la reserva de hidrocarburos.

El proyecto contempló la construcción e implementación de las siguientes instalaciones para el proceso:

- Sistemas de: Recolección, separación, compresión y bombeo.
- Sistemas de seguridad, alivio y venteos.
- Monitoreo de control local y remoto.
- Sistema de generación y distribución de energía.
- Otros sistemas y servicios.



Supervisión de la primera fase, Compresión PNW en operación

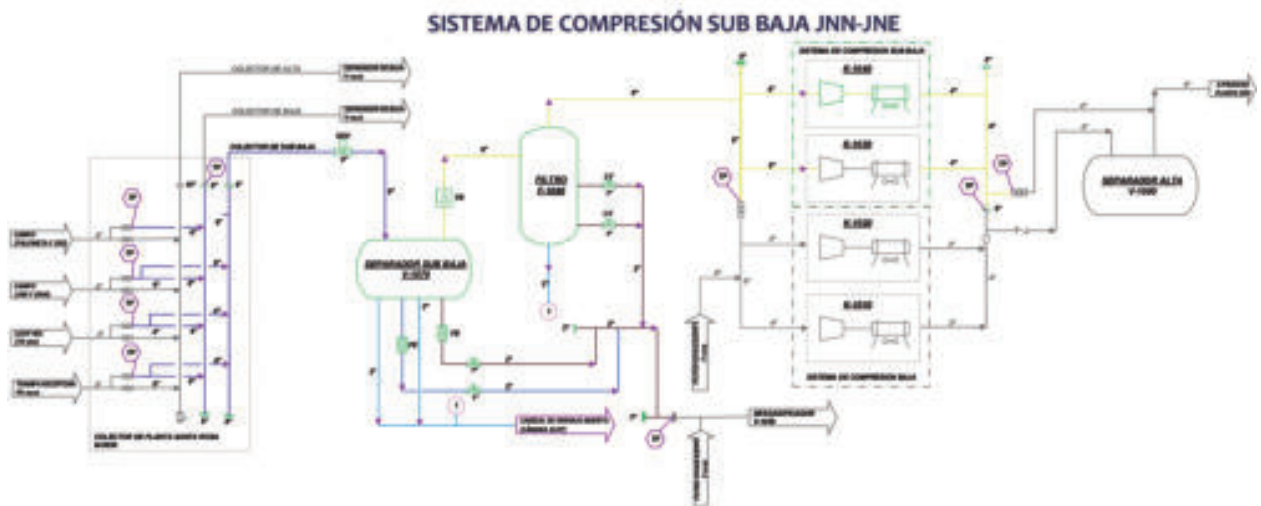
En enero del 2022 se completó la primera fase del proyecto con el montaje de dos compresores que actualmente incrementan la presión del gas del campo PNW. A partir de mayo 2022, se tiene previsto poner en marcha la segunda fase del proyecto donde se instalará un tercer compresor para completar la capacidad requerida para el ingreso del campo San Ignacio (SIG) a estas facilidades.

PROYECTO: BATERÍA SISTEMA DE COMPRESIÓN SUB BAJA JNN-JNE

El objetivo del proyecto “Sistema de Compresión Sub Baja JNN-JNE” es impulsar la producción de gas de los pozos del campo JNN y JNE (que han ido declinando naturalmente) para que puedan ingresar a proceso en Planta la Santa Rosa, esto con la finalidad de maximizar la producción y recuperación de hidrocarburos en el tiempo.



Vista general de Bateria Compresión PNW-SIG

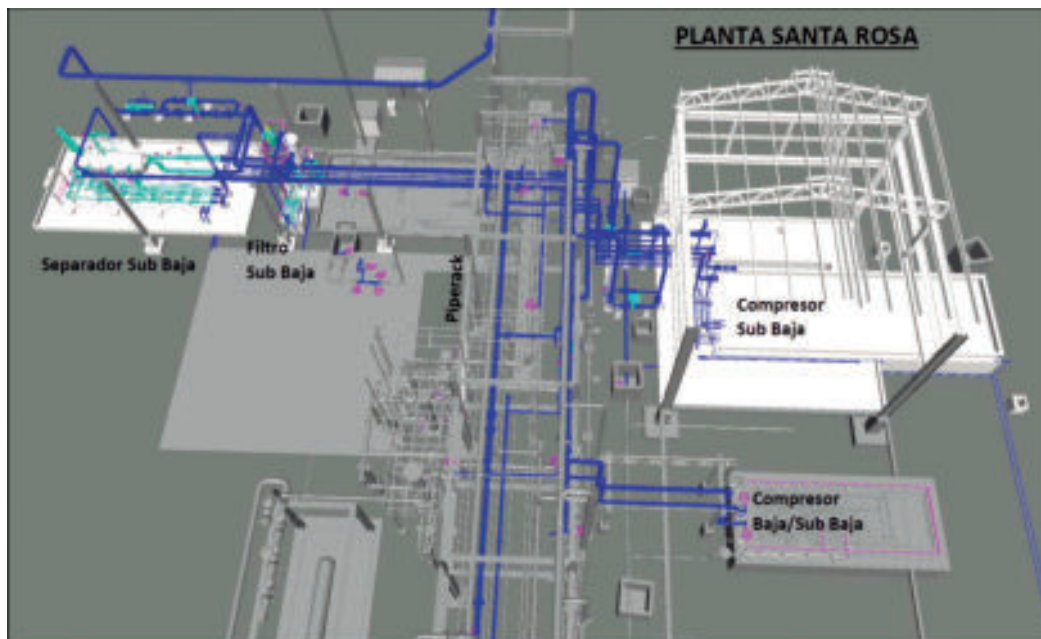


El proyecto contempla el diseño, construcción y puesta en marcha de las nuevas instalaciones en Planta Santa Rosa para la recolección, separación y compresión en baja presión de operación. Así mismo, se realizarán las ampliaciones y modificaciones correspondientes al proceso y servicios auxiliares. La nueva configuración que se tendrá en Planta Santa Rosa permitirá operar tanto como un solo sistema de Sub Baja Presión y también en conjunto con el Sistema de Baja Presión existente.



Vista de Planta Santa Rosa donde se implementará Sistema de SubBja

Actualmente el proyecto se encuentra en la fase final de la Ingeniería y se estima que sea puesto en servicio en septiembre de 2023.



Sistema de Compresión Sub Baja Presión

PROYECTO: INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN LMS

YPFB CHACO S.A. dentro de su programa de exploración y explotación de hidrocarburos tiene contemplado el desarrollo de los campos Los Monos – Aguaraque Centro (LMS-AGC) mediante tres (3) pozos: LMS-X12, LMS-X13 y AGC-X1. Para ello se tiene considerado implementar el proyecto “Instalaciones de Producción LMS-AGC Fase 1” con el objetivo de construir las instalaciones de superficie que permitan producir, coleccionar, procesar y entregar de forma temprana la producción de los pozos.

El alcance del proyecto contempla:

- Líneas de recolección e instalaciones de producción de los 3 pozos.
- Facilidades para recolección y prueba de los pozos.
- Batería de Producción.
- Líneas laterales para entrega a los gasoductos GASSYRG y GSCY.

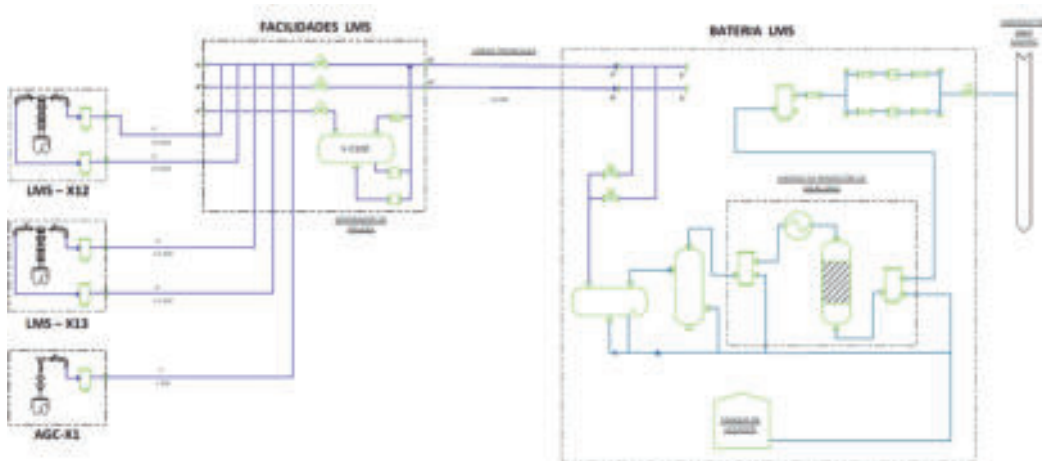


Diagrama Esquemático de las Instalaciones de Producción LMS-AGC

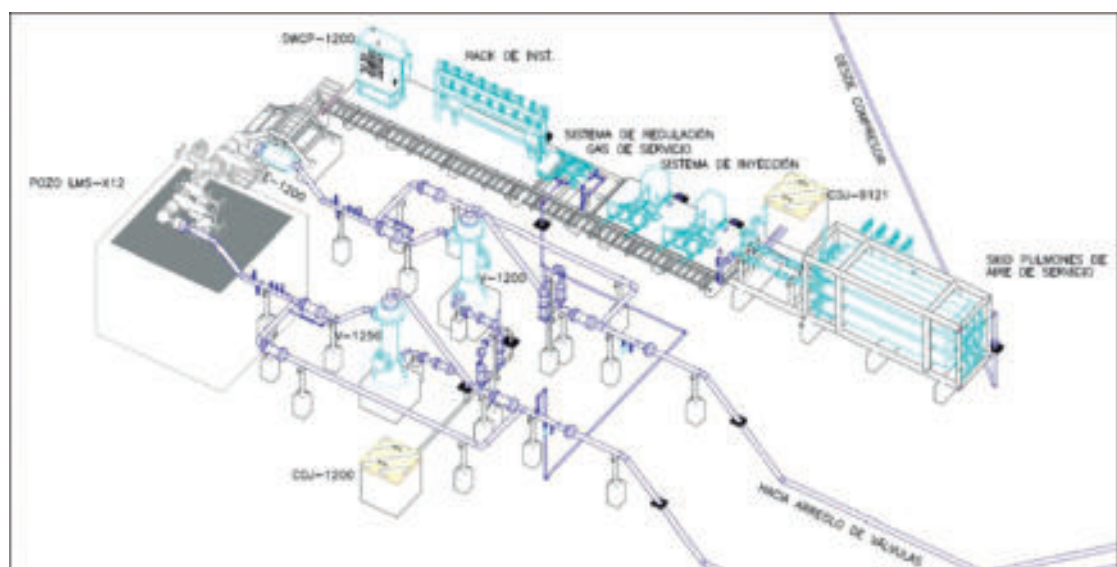
Como estrategia de optimización de costos, YPFB CHACO S.A. tiene contemplado el traslado de equipos de la Batería Caigua (actualmente fuera de servicio), entre los equipos a ser reutilizados están: Separador de producción, filtro coalescente, puente de medición, tea, tanque de almacenamiento de líquidos, entre otros.



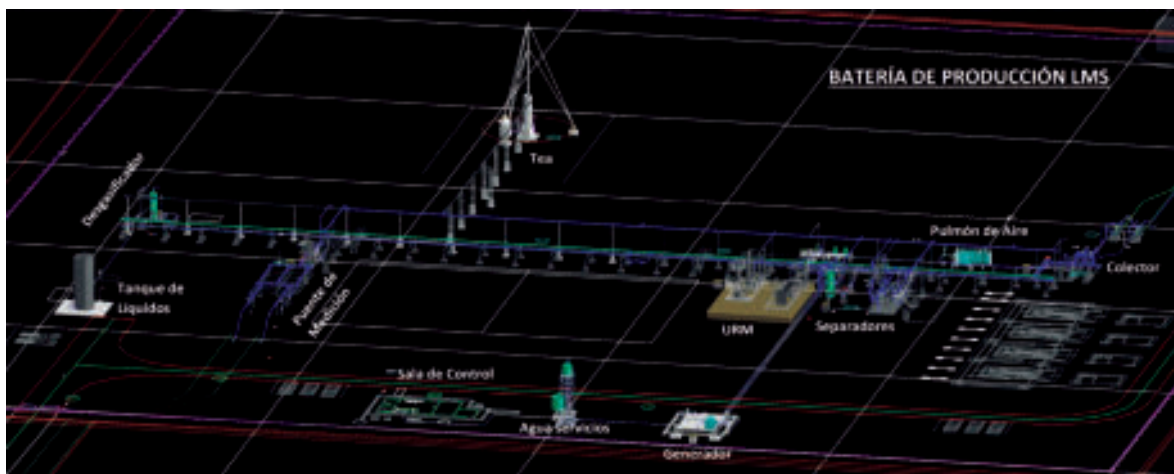
Trazo del tendido de las líneas de recolección desde los pozos hasta la Batería LMS

La Batería de Producción LMS adicionalmente contempla instalaciones para acondicionar el gas y entregarlo de forma temprana, para ello se instalará una Unidad de Remoción de Mercurio para retirar el contenido de mercurio que se encuentra fuera de los límites permitidos. Así mismo, contempla una sala de control, sistemas de seguridad, monitoreo y control local/remoto, sistema de generación/distribución de energía, y otros sistemas periféricos.

Actualmente el proyecto se encuentra en la etapa final del desarrollo de la ingeniería de detalle para luego proceder con las actividades de construcción del proyecto.



Ingeniería de la Instalaciones de Producción de LMS-X12



Ingeniería de la Bateria de Producción LMS

PROYECTO: AMPLIACIÓN DE CAMPAMENTO SRS

El proyecto ampliación de campamento SRS consta de 3 componentes (bloque habitacional, cocina y laboratorio químico) que permiten mejorar la infraestructura y las condiciones habitacionales del personal operativo de planta.

El bloque habitacional incluye la construcción de 8 habitaciones nuevas en campamento HSR las cuales cuentan:

- Baños Privados
- Instalaciones de agua fría-caliente.
- Provisión y colocado de calefones a gas.
- Instalaciones eléctricas incluye acometida principal.
- Instalaciones para TV/Cable, red y datos.
- Provisión y colocado de aires acondicionados.
- Carpintería de madera, aluminio, acero (puertas, ventanas, box de baños, barandas, etc).
- Provisión y colocado de mesones, muebles y accesorios para baños.
- Drenajes Pluviales.
- Limpieza general y retiro de escombros



Construcción Edificio Campamento SRS

Para el segundo componente, se modificó la construcción actual del área en HSR, ampliando el comedor, la cocina y el almacén de alimentos.

Para el tercer componente, se realizó una nueva construcción del laboratorio químico paralelo a sala de control de SRS, un ambiente amplio para poder alojar todos los equipos necesarios para los análisis físico-químicos y una sala para los trajes contra incendio.



Vista de las instalaciones de campamento Santa Rosa

PROYECTO: AMPLIACIÓN CAMPAMENTO PCH

Debido a la necesidad de atención de nuevas instalaciones operativas, se llevó a cabo la construcción de un espacio adecuado para el personal del área, que consta de cuatro habitaciones continuas al bloque existente, una construcción de oficinas para mecánicos, taller de instrumentación, sala de video y área de esparcimiento para el personal.



Vista de las instalaciones de campamento Percheles

PROYECTO: LÍNEAS, FACILIDADES y TELEMETRÍA SIG-X1 y SIG-2D

La construcción de las Líneas, Facilidades y Telemetría SIG-X1 y SIG-2D, inicia con el resultado exitoso del Campo San Ignacio (SIG) con dos pozos de terminación simple productores de la formación Roboré, reservorio Arenisca N°1. El alcance contempla las instalaciones necesarias para la producción como ser: Separador para medición operativa, válvulas automáticas, trampas de chanco para mantenimiento del ducto, circuito cerrado de televisión, etc. Esto con el fin de facilitar la operación remota desde Planta Santa Rosa.



Construcción de facilidades SIG, en paralelo a las pruebas de producción de pozo extendidas

La línea de recolección es telescópica de 6" y 8" de diámetro y tiene una longitud de 21 kilómetros. Se ejecutaron cruces de línea en ríos importantes mediante Perforación Horizontal Dirigida, como ser el Río Piráí con 400 metros de longitud, siendo el cruce dirigido más largo construido por YPFB Chaco S.A., de esta manera se logró disminuir notablemente el impacto ambiental respecto a la técnica tradicional de cruce por "cielo abierto".

En abril del 2022 se completó la construcción del ducto del proyecto, lo cual permitirá que la producción de gas natural del Campo San Ignacio sea transportada hasta facilidades PNW de forma segura y finalmente conducido hasta Planta Santa Rosa incrementando la producción de la empresa en ≈ 6 MMPCD.



Construcción del cruce del Río Piráí con perforación horizontal dirigida

A pesar de la emergencia climática y desbordes del Río Pirá a finales del año 2021, se logró mantener el cronograma de ejecución de la construcción y se evitaron incrementos en los costos de inversión los cuales ascienden a 6.2 MMUSD.

PROYECTO: CAMINO Y PLANCHADA AST-X1

YPFB Chaco S.A. como parte de la exploración en el Subandino Sur (Área Astillero), tiene planificado ejecutar el proyecto de perforación exploratoria Astillero-X1 (AST-X1), con el propósito de evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones Huamampampa y Santa Rosa.



Camino Existente Astillero

El área Astillero se encuentra entre las provincias Arce y Gran Chaco del departamento de Tarija, dentro de la zona tradicional de hidrocarburos de Bolivia y tienen una extensión de 21.093,75 Has (210. Km²). Actualmente la planchada se encuentra adjudicada y se prevé iniciar actividades en mayo del 2022.

Medidas para el cuidado de la reserva:

Para la ejecución del proyecto YPFB Chaco S.A. implementará de manera estricta las siguientes actividades enmarcados en el EEIA.



Reunión informativa a Guardaparques

- Para la instalación de campamentos y áreas de apoyo, se priorizará el uso de áreas intervenidas.
- Se realizará el rescate de flora y fauna en coordinación con el Servicio Nacional de Áreas Protegidas.

- Se realizará el monitoreo continuo de los cuerpos de agua próximo al proyecto.
- Se implementará las trancas petroleras en coordinación con el Servicio Nacional de Áreas Protegidas.
- Se realizarán capacitaciones e implementación de señalética sobre cuidados de recursos hídricos, prohibiciones de la caza, pesca, recolección de especies exóticas de flora y fauna.



Patos cuervo en quebrada Astilleros



Sesaki en Astilleros

PROYECTO: AMPLIACIÓN DE DEPOSITO Y CONSTRUCCIÓN DE GALPÓN DE RESIDUOS

En la ejecución del proyecto Ampliación Depósito y Construcción de Galpón de Residuos PCH se realizaron trabajos de estructuras metálicas y piso de cemento, atendiendo la necesidad de demanda que se tendrá por el incremento de las unidades compresoras en planta y la batería de compresión DRD.



Montaje de Cubierta Auto Portante



Fase de Construcción Cerramiento Lateral

El proyecto también contempla la construcción de un ambiente para el almacenamiento de turriles y materiales empetrolados; los trabajos tuvieron una duración de 58 días operativos.

Para la construcción y ampliación de estas obras se ejecutaron las siguientes actividades:

TRABAJOS AMPLIACIÓN DEL DEPÓSITO EXISTENTE:

- Replanteo y topográfico y supervisión general de los trabajos.
- Trabajo de adecuación del terreno del lugar de emplazamiento.
- Retiro de estructuras existentes si lo hubiera.

- Construcción de las fundaciones de HoAo de las columnas incluida su pretil e insertos.
- Construcción de la losa de HoAo del área de ampliación.
- Construcción del muro perimetral de ladrillo.
- Construcción y montaje de la estructura metálica según planos.
- Limpieza del área de trabajo.
- Disposición final y adecuada de los escombros.



Ampliación Galpón Existente

TRABAJOS CONSTRUCCIÓN DEL GALPON AUTO PORTANTE DE RESIDUOS:

- Replanteo, topográfico y supervisión general de los trabajos.
- Trabajo de movimiento de suelos en el camino y la planchada donde será emplazado el galpón auto portante.
- Retiro de estructuras existentes si lo hubiera.
- Construcción de las fundaciones de HoAo de las columnas e insertos.
- Construcción de la losa de HoAo del área de Galpón y su perímetro.
- Construcción del muro perimetral de ladrillo.
- Construcción y montaje de la estructura metálica.
- Limpieza del área de trabajo.
- Disposición final y adecuada de los escombros.



Galpón de Residuos concluido

INDICADORES SSA DEL PROYECTO	
Horas Hombre:	8.180 Hrs.
Horas de Capacitación de Personal:	120 Hrs.
Kilometro Recorridos:	2.814 Km
Casos Positivos y/o Contagios COVID-19:	0

PROYECTO: PROTECCIÓN DE LÍNEAS EN CAMINO CAIGUA

Dentro del plan de inversiones para el desarrollo del campo Caigua se ejecutó el proyecto de construcción de badenes en los cruces de quebrada a lo largo del camino de acceso a cada uno de los pozos del área.

Con la finalidad de mantener buenas relaciones sociales en la zona se dio inicio a los trabajos de construcción de badenes en abril del 2021. La ejecución del proyecto tuvo una duración de 130 días operativos.

Para la construcción de los badenes y obras complementarias se ejecutaron las siguientes actividades:



Construcción Baden Cruce de Quebrada CAI # 1

- Replanteo y control topográfico de todas las obras según diseño.
- Retiro de estructuras existentes sobre cruces de quebrada, retiro y transporte de material sedimentado hasta buzón.
- Construcción de tres Badenes de HoAo en los cruces 1, 2 y 3.
- Retiro de sedimento del lecho de la quebrada en los cruces 4 y 5.
- Construcción de un muro de gavión en el cruce número 4 para la protección de uno de los márgenes de la quebrada.
- Construcción de obras de encauzamiento y sedimentadores.
- Reconformación de plataforma, relleno, perfilado, nivelado, compactado e incorporación de ripio en camino existente para que tenga una adecuada conexión con el badén.
- Construcción de un muro de sostenimiento de gavión de acuerdo a la ingeniería desarrollada Kp 12+045 del camino de acceso a campo CAI.
- Pre-comisionado y comisionado de la obra.



Construcción Baden Cruce de Quebrada CAI # 3



Construcción Baden Cruce de Quebrada CAI # 2

INDICADORES SSA DEL PROYECTO	
Horas Hombre:	41.790 Hrs.
Horas equipo	1.874 Hrs.
Horas de Capacitación de Personal:	64 Hrs.
Kilometro Recorridos:	48.061 Km
Casos Positivos y/o Contagios COVID-19:	0

PROYECTO: ADQUISICIÓN DE EQUIPOS COMPLEMENTARIOS Y REESTRUCTURACIÓN PIA PCH

El proyecto tiene el objetivo de mantener los estándares de calidad, seguridad, confiabilidad y disponibilidad de las operaciones en el tratamiento de agua de formación en Planta Percheles; alargando de esta manera la vida útil de los pozos sumideros.

En la gestión 2021 se elaboró el diseño de Ingeniería en la que se determinaron las mejoras a implementar:

- Nuevo tanque “Skimmer” de 2400 BBL
- Bombas de desplazamiento agua para el tanque “Skimmer”
- Nueva pileta API
- Adecuaciones de tuberías e instrumentación.



Área donde se adecuará la PIA PCH

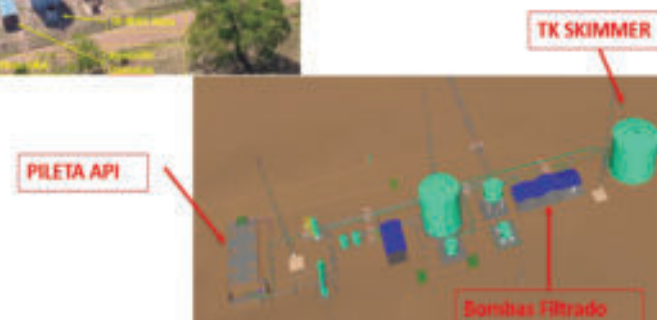


Para la gestión 2022 se inició el proceso de licitación del servicio de construcción, el mismo que se encuentra en etapa final para adjudicar a la empresa ganadora, esto permitirá tener las nuevas adecuaciones en servicio hasta el tercer trimestre de la presente gestión.



EQUIPOS PRINCIPALES:

- Tanque Skimmer (2430 BBL)
- Nueva pileta API
- Bombas Filtrando (2 unid booster)
- Líneas de interconexiones, servicios auxiliares



Principales equipos a implementar



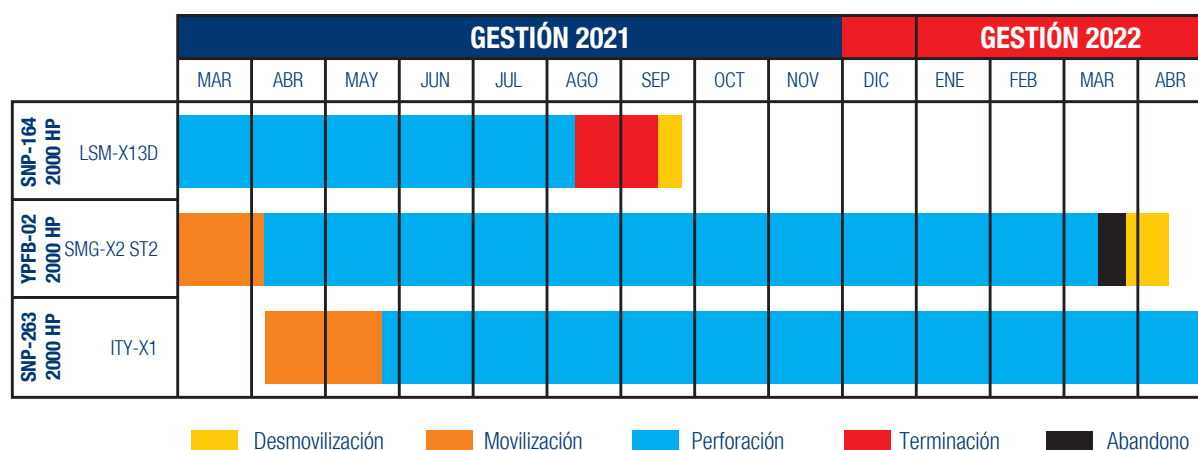
05

GERENCIA DE PERFORACIÓN



PROYECTOS EJECUTADOS

Para la ejecución de los proyectos programados para la gestión 2021-2022 se emplearon tres Equipos de Perforación.



Las actividades de perforación se llevaron a cabo en tres áreas asignadas a YPFB Chaco S.A. Los proyectos se ejecutaron en: Itacaray (ITY), Los Monos (LMS) y San Miguel (SMG).

En este periodo se han realizado diversas operaciones en las áreas mencionadas con el objetivo principal de incrementar la producción de Hidrocarburos.

Durante la gestión fiscal 2021 se Perforaron 3 pozos: LMS-X13D, ITY-X1, SMG-X2 ST2.

Al 31 de marzo de 2022, los pozos que se encontraban en ejecución fueron los siguientes:

- Equipo YPFB-02 (2000 HP) en desmovilización (desde el pozo SMG-X2 ST2 hacia Santa Cruz).
- Con el Equipo SNP-263 (2000 HP), Pozo ITY-X1 ST en etapa de Perforación.

OPERACIONES DE PERFORACIÓN POR CAMPO

CAMPO LOS MONOS

POZO: LMS-X13D

El 31 de marzo de 2021 el pozo se encontraba en etapa de perforación en 2330 m-MD con el Equipo SNP-164 (2000 HP).

YPFB Chaco S.A. es Operador del Campo Los Monos, ubicado en la provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija, y forma parte del Complejo Subandino Sur. Como parte de la exploración de este campo se planificó la perforación del pozo Los Monos X13 Dirigido (LMS-X13D).

El pozo LMS-X13D se planificó con una trayectoria direccional tipo Slant "J", cuyo objetivo principal fue investigar el potencial hidrocarburífero de las formaciones Icla & Santa Rosa.

En esta fase se habilitó a producción la Ar. Santa Rosa mediante los baleos en Liner 7", bajó arreglo de terminación para la Ar. Santa Rosa inferior, posteriormente se realizaron baleos en CSG 9.5/8" para la habilitación de producción de la Ar. Icla y finalmente se bajó el arreglo final de terminación dual 13Cr 3 ½" x 3 ½", instalando todos los componentes requeridos y luego de instalar el arbolito de producción se llevó a cabo la limpieza de ambas líneas de producción. Finalmente fueron cerradas ambas líneas con presión y el Equipo de Perforación fue liberado. Finalizó operaciones a hrs. 21:00 pm del día 11 de septiembre de 2021.

Ambas etapas, Perforación & Terminación, se llevaron a cabo con el Equipo de Perforación SNP-164 de 2000 HP. El tiempo invertido para perforar el pozo fue de 291.51 días. Para la etapa de terminación se obtuvo un tiempo real de 33.1 días.

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo de 2022 el pozo finalizó la etapa de perforación y terminación según lo programado.

CAMPO SAN MIGUEL

POZO: SMG-X2 ST2

El pozo San Miguel-X2 Side Track 2 (SMG-X2 ST2) tenía por objeto investigar del potencial hidrocarburífero de los niveles arenosos del primer miembro de la formación Roboré, denominado Arenisca Roboré-I, en el área de exploración denominada San Miguel, tomando como fundamento principal la interpretación del Cubo Sísmico 3D Chimoré, adquirido el año 2012, interpretación que fue ajustada con la información aportada por el pozo SMG-X2 perforado el año 2016 y respaldada por la información aportada de la adquisición de datos Magneto telúricos y gravimétricos realizados el año 2019-2020.

La fecha efectiva de inicio de operaciones fue el 5 de abril de 2021, y de acuerdo a lo planificado se desarrolló la etapa de acondicionamiento (evento de intervención) con el fin de recuperar de forma parcial la cañería de 9.5/8". Como no se pudo recuperar toda la cañería 9-5/8", se procedió a fresar la longitud suficiente para efectuar el sidetrack. Posteriormente, se balanceo un tapón de cemento y se inició la desviación del pozo (SideTrack 2 - ST2) con un KOP (Punto de desviación) en 2003 m, dicha perforación, con el tramo de 12.1/16" alcanzó la profundidad de 3435 m-MD, durante la carrera de acondicionamiento, previo a la bajada de cañería 9.5/8", se presentó un problema de aprisionamiento de la herramienta por presión diferencial; luego de varias maniobras intentando liberar la herramienta, sin éxito, se determinó punto libre en 2617m (Formación Petaca) y se realizó un desenrosque (backoff) en esta profundidad, procediendo al abandono del agujero con un tapón de cemento en tramo 2600-2450 m-MD con el BHA de acondicionamiento aprisionado.

Posteriormente, se realizó la desviación técnica del pozo (Sidetrack 3) con KOP en 2535 m conforme al MOC 1 (Manejo de Cambio "Management of Change"). La perforación del tramo 12.1/16" – 12.1/4" del pozo San Miguel X2 ST3 se llevó adelante hasta alcanzar la profundidad de 3465 m-MD, durante la maniobra de sacada con el BHA #38 de perforación a la profundidad de 3334 m-MD, se registró un nuevo evento de aprisionamiento por presión diferencial, después de varias operaciones se logró recuperar la herramienta, situación que permitió continuar con la secuencia programada. Seguidamente se bajó la cañería 9.5/8" hasta la profundidad de 3460 m-MD y se cementó la misma según programa.

A continuación, se perforó el tramo 8.1/2" hasta 3992 m-MD, durante la operación de bajada del segundo arreglo de perforación, a la profundidad de 3886 m-MD se registró un evento de aprisionamiento por empaquetamiento; pese a las reiteradas operaciones no se tuvo éxito en restituir la circulación y lograr liberar la sarta aprisionada, lo cual llevó a la decisión de abandonar el ramal Sidetrack 3 con un tapón de cemento (3807-3607 m-MD) y permitió el desarrollo de una nueva desviación del pozo (Sidetrack 4) con KOP en 3658 m-MD conforme al MOC #2, para continuar la perforación de la fase 8.1/2", misma que alcanzó la profundidad de 4841 m-MD, donde se realizó un análisis de la estratigrafía atravesada hasta esa profundidad.

Una vez alcanzada esta última profundidad en el pozo SMG-X2 ST4, se determinó que el objetivo principal "Arenisca Roboré-I", se encontraría más bajo estructuralmente (entre 5300 m-MD a 5400 m-MD) que lo planificado en la prognosis estratigráfica inicial de 5000 m-MD. Por esta razón y con el objetivo de no seguir perdiendo altura estructural, se determinó que era necesario dirigir el pozo con una trayectoria más próxima a la vertical y con tendencia hacia el Este, para atravesar el objetivo en el núcleo de una estructura observada en la sísmica. Por este motivo, se preparó el MOC # 3 para abandonar el ramal ST4 con un tapón de cemento en el tramo 3700-3480m y se inició la perforación de la nueva trayectoria 8.1/2" ST5 con KOP en 3574 m-MD, misma que alcanzó la profundidad de 5227.6 m-MD, que estuvo caracterizada en los últimos metros, por una fuerte influencia de los buzamientos formacionales y una pérdida considerable de fluido de formación en la zona de transición hacia el objetivo Roboré I. Se procedió a bajar el correspondiente Liner 7" y se cementó el mismo conforme a programa.

Seguidamente, se procedió a perforar el tramo 6" hasta 5272 m-MD, se desarrolló la prueba de pozo "Drill Stem Test (DST) Barefoot (a hueco abierto)" a objeto de evaluar el potencial hidrocarburífero de la arenisca Roboré I, dicha prueba no tuvo resultados satisfactorios y por tanto, se determinó realizar el abandono definitivo del pozo SMG-X2 ST5 con 4 tapones de abandono, incluyendo la recuperación parcial de +/- 2000 m de cañería 9.5/8" y las tres secciones de cabezal de pozo, las operaciones del pozo SMG-X2 ST5 finalizaron el 23 de marzo del 2022.

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo del 2022, el equipo se encontraba en la Etapa de Desmovilización: Traslado Equipo 16%. Desmontaje Equipo 70%.

CAMPO ITACARAY

POZO: ITY-X1

El pozo ITY-X1 tiene por objetivo evaluar el potencial hidrocarburífero de las formaciones devónicas Huamampampa y Santa Rosa del Bloque Alto de la estructura Igüembe. Así también, con carácter investigativo, se evaluará el potencial hidrocarburífero de similares reservorios en el Bloque Bajo.

Inició operaciones el 22 de mayo de 2021 a hrs. 06:00 a.m. Perforó agujero de 30" hasta 145 m-MD. Bajó Casing de 26" con Zapato Flotador de 26" DV Tag In hasta 143 m-MD. Perforó agujero de 24" hasta 1086 m-MD. Con WL realizó dos carreras de registros eléctricos en tramo 1086-1143 m-MD (Carrera #1: FMI-PPC-SS-GR-ECRD, Carrera #2: AIT-SGT-PPC-PPC-GR). Bajó Casing de 18.5/8" hasta 1083 m-MD. Perforó agujero de 16 " desde 1091 m-MD hasta 2332 m-MD. Realizó los siguientes registros eléctricos:

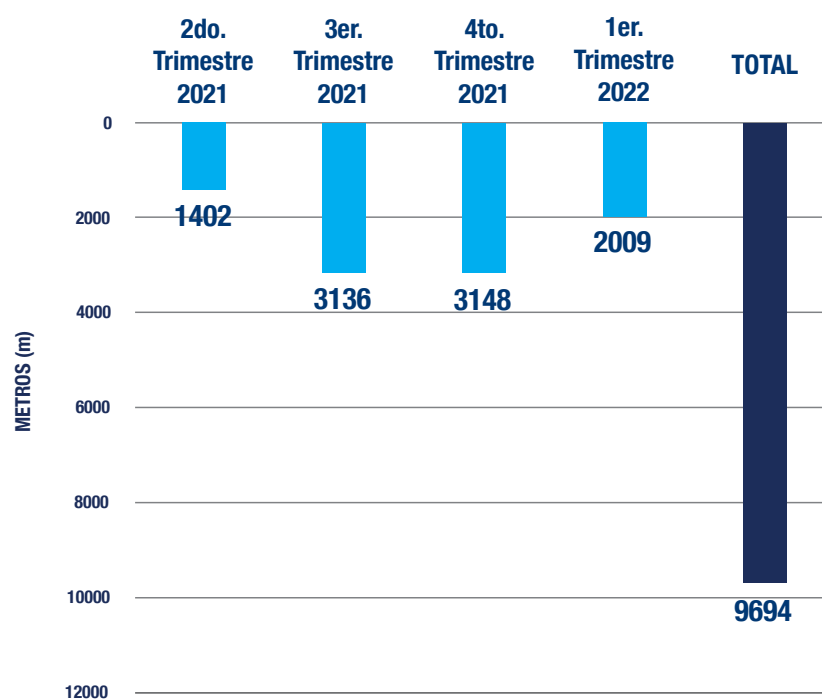
- 1ra carrera: OBMI-PPC-DSI-PPC-GR-ECRD, registró tramo repetido de 2332 m-MD a 2232 m-MD y tramo principal de 2332 m-MD a 1083 m-MD.
- 2da Carrera: AIT-PEX-PPC-HNGS, registró tramo repetido de 2332 m-MD a 2232 m-MD y tramo principal de 2332 m-MD a 1230 m-MD.

Continuó perforando agujero 16" rotando de 2332.5 m-MD a 2370 m-MD. Bajó Casing de 13.5/8" (88.2 ppf, TN 110HCY, TSH Wedge 523) y Casing 13.3/8" (72 ppf, P-110, VAM-21) hasta 2284 m-MD. Corrió registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL en tramo 2280-1100 m-MD. Armó y bajó Arreglo DST #1 con Packer 13.3/8" y Tubing 3.1/2" hasta 2280.38 m-MD. Perforó agujero 12.1/4" de 2370 m-MD a 3259 m-MD. Corrió RREE Carrera N°1: OBMI-PPC-SS-PPC-GR en tramo 2550-2284 m-MD, Carrera N°2: AIT-PEX-HNGS en tramo 3264.7-2284 m-MD, Carrera N°3: XPT-PPC (registró toma de presiones en 11 puntos).

Inició perforación de Side Track Geológico con KOP en 2825 m. Perforó agujero 12.1/4" Direccional ST hasta 3488 m-MD, observó hta. aprisionada por presión diferencial (trépano en 3479 m-MD). Se realizó operaciones de pesca, sin éxito.

Para el cierre de la presente gestión fiscal al 31 de marzo del 2022, el equipo se encontraba en Etapa de inicio de la Perforación del Agujero 12.1/4" para el Side Track 2.

Metros Perforados Gestión 2021-2022





06

GERENCIA DE DESARROLLO



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

Entre los logros para la adición de nuevas fuentes para el sostenimiento de los niveles de producción, durante la Gestión 2021-2022, se listan los siguientes:

Instalación de líneas dosificadoras de surfactante

En las diversas áreas de operación se registró incremento agresivo en la producción de agua de formación en los pozos en flujo sostenido. Para auxiliar en la evacuación de líquidos y agua de producción y lograr producción estable, fue provisto el análisis y pronóstico de producción para la instalación una línea capilar de dosificación continua de surfactantes en fondo de pozo. Pozos con sistema capilar PNW-4D, PNW-X1, BBL-8, DRD-1005, DRD-1001, JNN-7, SRS-10LL, SRS-12LL, DRO-X1002 y VGR-29.

Prueba de Producción Extendida Pozo SIG-X1 WO

La prueba fue diseñada para incluir un periodo de producción por diámetro de reductor 12/64" durante cuarenta y cinco (45) días, a objeto de registrar la despresurización del reservorio por el efecto de la depleción y a su término, proceder con el cierre del pozo a efecto de realizar una prueba de restitución de presión por un periodo de quince (15) días. El análisis RTA de los datos registrados permitieron estimar un volumen de gas in situ alcanzado por el pozo SIG-X1 WO aproximadamente igual a 41.6 Bcf. La prueba se ejecutó como requisito para la DDC del campo San Ignacio.

Simulación de Flujo en Red de Superficie Complejo Santa Rosa

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

Compresión El Dorado - Simulación de Flujo en Red de Superficie

Con la evaluación del comportamiento de los reservorios del Área Centro, se propuso el proyecto de "Batería de Compresión El Dorado". El proyecto se implementó en noviembre de 2021, con incremento de producción de gas por la reducción de la presión de línea del sistema, lo cual extenderá la vida útil de todos los pozos productores del área.

Estudio de Geo-mecánica Integral El Dorado – Dorado Oeste

Con la intención de entender el comportamiento de los esfuerzos (magnitud y dirección) que se tienen en los diferentes reservorios que se tienen en el Área Centro (DRD, DRO, DRS, COL, y COS), se ejecutaron las primeras fases del estudio de geo-mecánica. Con los resultados del estudio se complementan los modelos de reservorio del área, para evaluar futuras alternativas de proyectos.

Optimización de Producción Campo Caigua mediante Simulación de Redes de Superficie

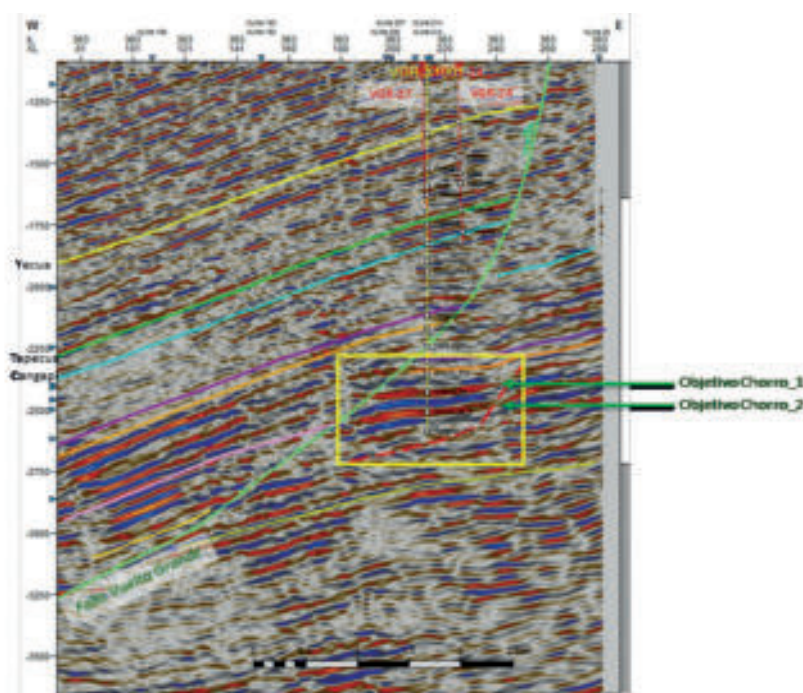
Debido a la acentuada declinación de la producción de gas en los pozos productores del reservorio Icla del campo Caigua, se evaluaron alternativas de optimización del sistema de producción como poner en marcha el turbo-compresor de planta La Vertiente, restar contrapresión a los pozos.

Pruebas de potencial e interferencia en Campo Los Monos

Con el fin de evaluar mejorar la caracterización dinámica de los reservorios Icla y Santa Rosa, se programó la prueba de potencial del pozo LMS-X13 y prueba de interferencia con el pozo LMS-X12 para el nivel Icla. Los resultados permitirán mejorar los pronósticos de producción para el campo, cuyo inicio de producción se estima para inicios del 2023.

El Prospecto Exploratorio Carbonífero bloque bajo falla Vuelta Grande

Dentro del plan de búsqueda de nuevas oportunidades hidrocarburíferas, se encaró la reinterpretación del campo Vuelta Grande, esto con el propósito de evaluar el potencial exploratorio del bloque bajo de la falla Vuelta Grande. Se interpretó que en el bloque bajo existe una potencial trampa de hidrocarburos relacionada a formaciones del Carbonífero, específicamente la Formación Chorro.



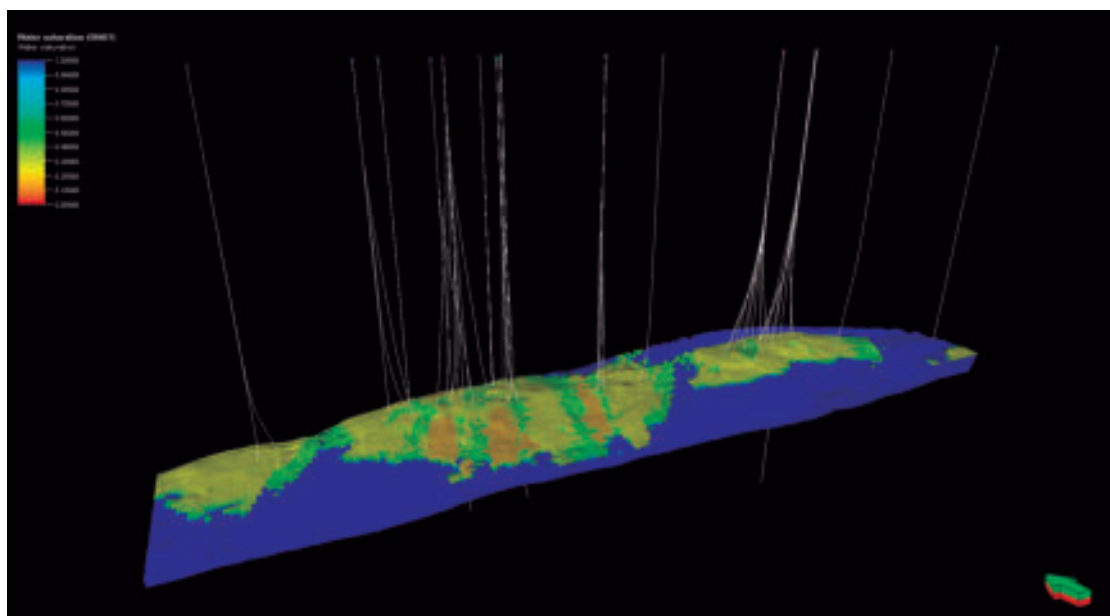
Sección sísmica a través de la ubicación propuesta para el pozo VGR-X1001

La interpretación sísmica-estructural del cubo 3D que cubre esta área, muestra el desarrollo de una estructura anticlinal orientada en sentido norte-sur, de bajo relieve, alrededor de 120 m, confinada por la falla Vuelta Grande por el oeste y una falla inversa de poco rechazo.

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

Actualización Geo-Modelo campos Patujusal, Los Cusis, Patujusal Oeste

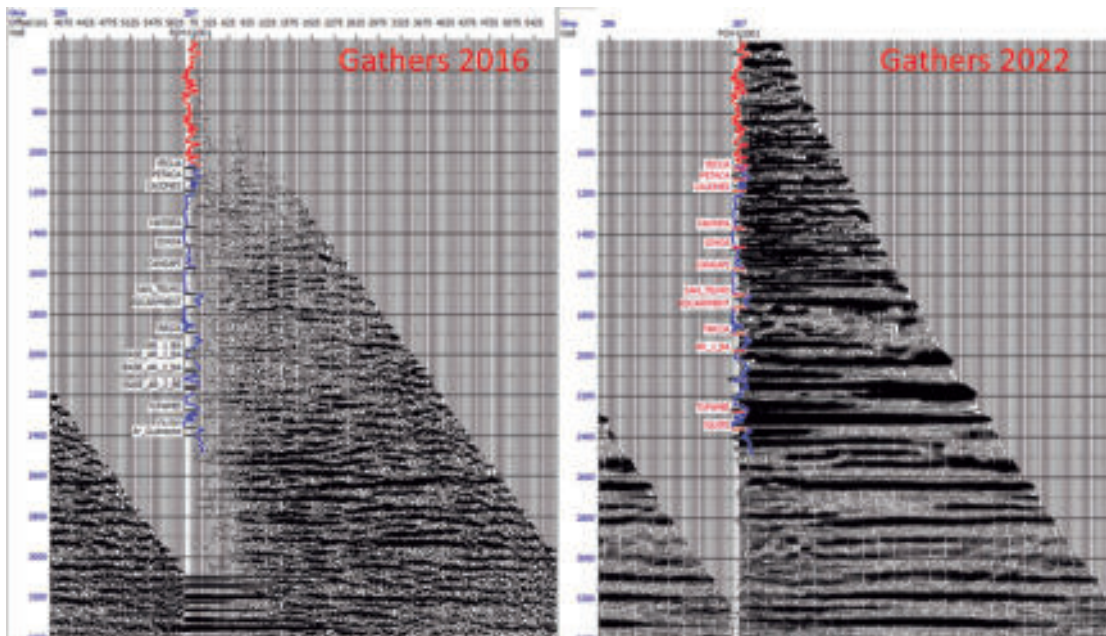
Fue realizada la actualización del Geo-Modelo (modelo estático) para los campos petroleros Patujusal, Patujusal Oeste y Los Cusís con el objetivo de lograr que el modelo dinámico reproduzca los datos históricos de forma satisfactoria. Una vez calibrado el modelo permitirá identificar nuevos proyectos.



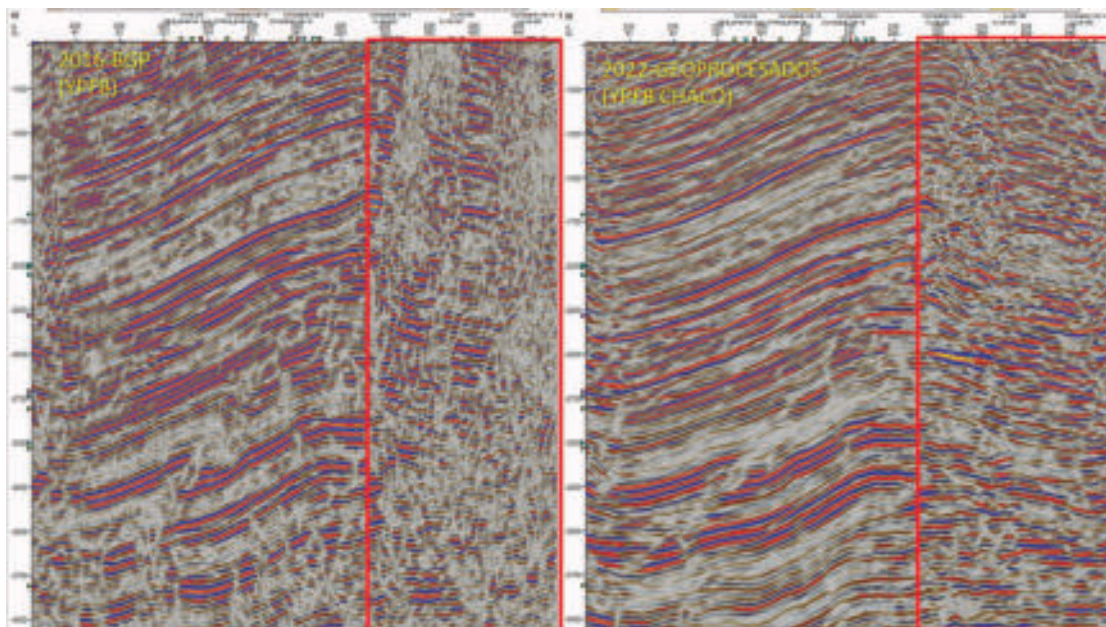
Evaluación prospectiva del campo Percheles

Con el objetivo de disminuir la incertidumbre inherente de los prospectos del carbonífero identificados en el estudio de “Inversión Sísmica Simultánea” realizado en la gestión 2020 sobre el cubo Percheles y el procesado el año 2016 por YPF (Casa Matriz), se decidió realizar un nuevo reprocesamiento sísmico del cubo 3D, enfocado en preservar las verdaderas amplitudes, con el fin de corroborar que los prospectos identificados en las areniscas del carbonífero sean producto de cambios litológicos o presencia de fluidos y no por efectos/artefactos de procesamiento sísmico. La primera fase denominada “Reprocesamiento sísmico del cubo Percheles” comprende el reprocesamiento de la información sísmica en tiempo y profundidad con objetivo estratigráfico, preservando amplitudes y estructural mejorando la imagen sísmica bajo la falla principal. La segunda fase denominada “inversión sísmica Elástica” comprenderá la reevaluación de anomalías e inversión sísmica efectuada sobre las arenas del Carbonífero.

La primera fase (concluida), se enfocó en recuperar las amplitudes de los offsets cercanos de los gathers, eliminar las amplitudes anómalas de los offsets lejanos, obtener gathers y mejorar la continuidad de los reflectores sísmicos en el bloque bajo de la estructura. Actualmente se trabaja en la segunda fase del proyecto y se espera tener resultados al final de la presente gestión.



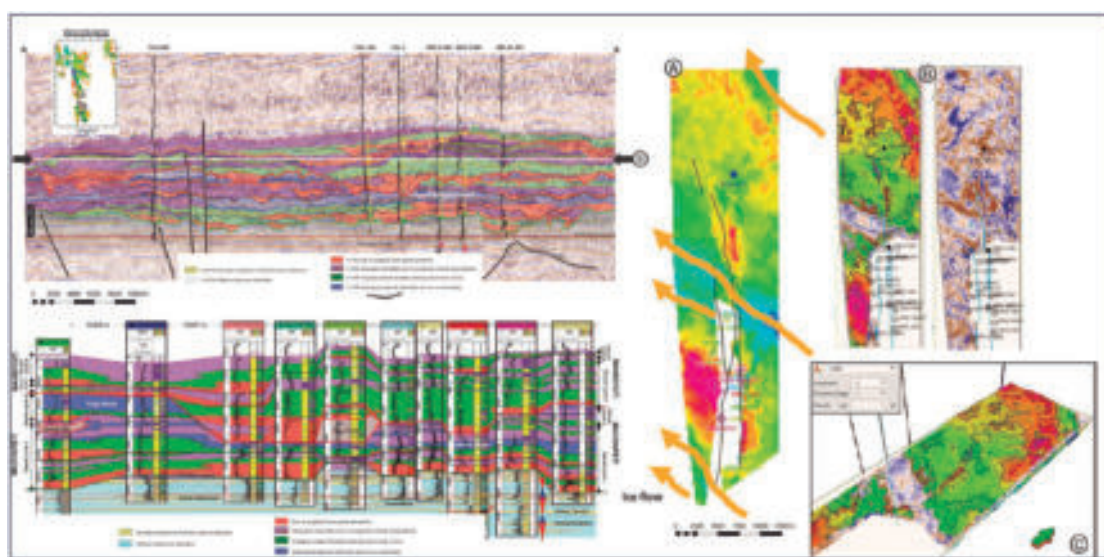
Comparación entre la calidad del gather sísmico del reprocesamiento del año 2016 vs 2022.



Comparación entre la calidad de la imagen sísmica del reprocesamiento del año 2016 vs 2022.

Estudio de “Estratigrafía y análisis de Facies de las secuencias del Carbonífero y Devónico El Dorado”.

Con el objetivo de identificar los sectores más favorables para la presencia de Roca Reservorio en las secuencias del Devónico y Carbonífero, se realizó el estudio de estratigrafía secuencial y análisis de Facies El Dorado. Estos estudios permitieron conocer la dinámica del ambiente del depósito y su evolución en el tiempo, para lo cual se realizaron los trabajos de levantamiento de columnas estratigráficas en campo, interpretación sísmica de horizontes, canales y fallas, estudios de palinología, estudios de petrografía, análisis mineralógico diagenético, análisis de imágenes de pozo para obtener columnas estratigráficas, petrofísica, análisis de facies, correlación estratigráfica, análisis secuencial, modelado geológico y gridding con poblado de propiedades.



Interpretación sísmica de Valles Glaciares y Correlación estratigráfica de las secuencias del Carbonífero.

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

Nuestro personal se encuentra ampliamente facultado para la realización de los proyectos técnicos de importancia fundamental para nuestra empresa merced a su profundo compromiso, nivel profesional y capacidad técnica. Cualidades que son amplificadas y complementadas con capacitación y con el relacionamiento con especialistas de renombre mundial. Tal es el equipo que asume los retos técnicos y satisface las necesidades de mediano, corto y largo plazo que tiene nuestra empresa y la corporación YPFB.

Nuestros resultados exitosos, son fruto de un trabajo realizado con entusiasmo, responsabilidad, ética e integridad, asumiendo el serio compromiso de cumplir con el rol que nos confiere el servicio a la Patria.

The background of the slide is a faded industrial scene. It features large, white, insulated pipes with flanges and valves. In the center, there is a tall, cylindrical industrial tower with a green-painted upper section and a platform. The sky is a pale blue. A decorative graphic in the bottom-left corner consists of two overlapping curved bands, one red and one dark blue.

07

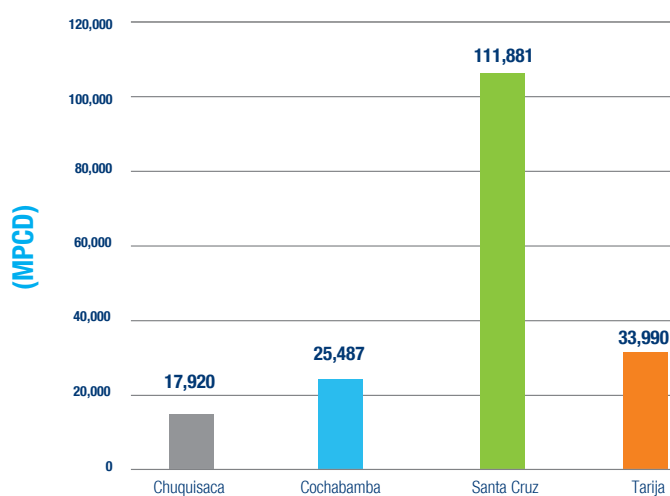
**GERENCIA DE
PRODUCCIÓN**



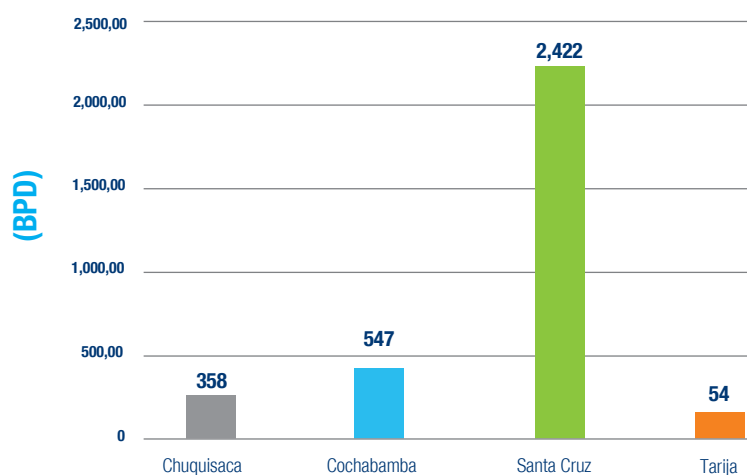
PRODUCCIÓN Y ENTREGAS

Durante la gestión 2021 (abril 2021 a marzo 2022), la producción de líquidos de YPFB Chaco S.A. fue de 3,379 barriles diarios (BPD), 188,647 miles de pies cúbicos diarios (MPCD) de gas y 167.7 metros cúbicos diarios (M3/D) de GLP; esto incluye las áreas operadas y no operadas. La totalidad de la producción de YPFB Chaco S.A. es entregada a YPFB Corporación para su posterior distribución a los mercados internos y de exportación, de acuerdo con la demanda existente.

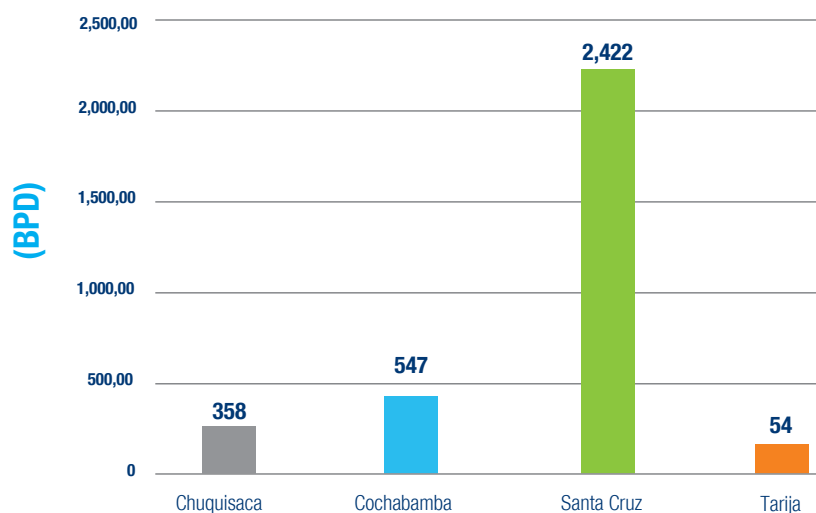
Producción Fiscalizada de Gas por Departamento



Producción Fiscalizada de GLP por Departamento



Producción Fiscalizada de Líquidos por Departamento



HITOS IMPORTANTES

- En fecha 07/05/2021 el pozo SRS-9 estuvo improductivo durante 7 días, luego en fecha 14 se realizaron registro de presiones para habilitar Arenisca 1.
- 31/07/2021 en planta Percheles se inició actividades para el Paro de Planta de PCH mismo que duró 30 horas.
- El día 08/09/2021 el pozo LMS-13 ST ingresó en limpieza a quemador en planchada con estranguladores 14/64", 16/64" y 20/64" durante 48 horas, de la formación ICLA.
- En fecha 29/09/2021 en el pozo HSR-9 se iniciaron operaciones de medición de potencial de flujo y posterior evaluación para declaratoria de comercialidad. Siguiendo día entró en producción a planta SRS.
- PSL CVQ: Concluyó el contrato de O&M entre YPFB GIND e YPFB Chaco S.A. realizándose la entrega de la planta PSL el 28-02-2022
- El día 03/11/2021 ingresó en operación sistema de compresión DRD en sistema de baja presión, sin inconvenientes, procesando gas de los pozos DRC-1, DRD-1001, DRD-1005, DRD-1001, DRS-1001, DRS-1004 y DRS-1007
- En fecha 13/11/2021 se inició arranque del compresor K-3020 de batería Palometas, los pozos PNW-1, PNW-2, PNW-4 pasaron a línea de succión de compresión y el pozo PNW-3 pasó a línea de descarga del sistema de compresión.
- En fecha 18/11/2021 en batería Palometas se procedió a poner en marcha el segundo compresor de Batería Palometas K-3010 para evaluación en periodo de prueba.
- El día 30/11/2021 el pozo LMS-13 fue abierto para limpieza en planchada de la formación Santa Rosa con estrangulador 24/64". Siguiendo día, se inició la limpieza de la formación ICLA con estranguladores 24/64" y 28/64".

- El día 03/12/2021 el pozo LMS-13 LL estuvo en limpieza en planchada y posterior prueba de producción de las formaciones ICLA y Santa Rosa, con diferentes estranguladores, 12/64", 16/64" y 20/64". Para posteriormente ingresar en pruebas de producción en planchada según programa.
- En fecha 06/03/2022 se procedieron a cerrar los pozos PJS-15 y PJS-16 para desconectar bomba Quíntuplex y su posterior ingreso a Overhaul durante 4 días. Posteriormente se cerraron los pozos PJS-1 y PJS-2. En fecha 10 se arrancó equipo normalizando producción de pozos.

OPERACIONES

Las operaciones de la empresa se realizan en cuatro departamentos del país, distribuidas en diferentes áreas productoras, cada una con un grupo de campos de acuerdo con el siguiente detalle:

- Cochabamba: con el campo Bulu Bulu.
- Santa Cruz: con los campos Dorado, Dorado Sur, Dorado Oeste, Colorado, Colorado Sur, Florida, Montecristo, Humberto Suárez Roca, Los Cusis, Patujusal, Patujusal Oeste, Santa Rosa, Santa Rosa Oeste, Junín, Junín Este y Palometas.
- Chuquisaca: con el campo Vuelta Grande
- Tarija: con los campos San Roque y Caigua

INTERVENCIONES SIN EQUIPO (ISE)

Durante la gestión 2017, se han efectuado trabajos menores con Slick Line en los diferentes campos operados por YPFB Chaco S.A. Estos trabajos se desarrollaron de acuerdo a las necesidades de producción que consistieron en:

- Registros de gradientes estáticas, dinámicas y build up.
- Registro de corrosión multifinger.
- Limpieza de calcáreos.
- Trabajos de estimulación y well testing.
- Pruebas de inyectividad para seleccionar pozos para disposición de agua de formación.



08

**GERENCIA DE
ASOCIACIONES,
DESPACHO Y ENTREGA
DE HIDROCARBUROS**



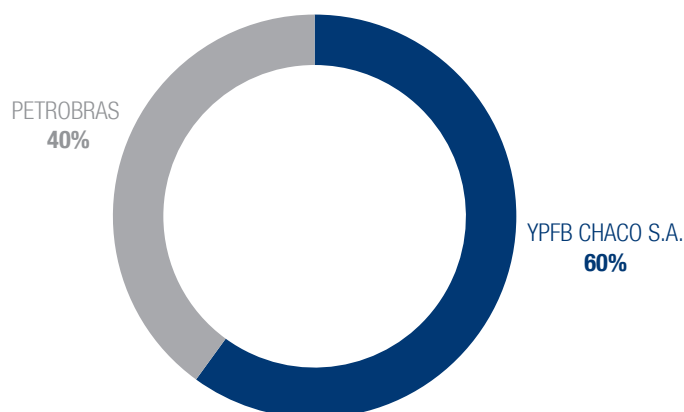
En el marco del Plan Estratégico de YPFB Chaco S.A., la empresa tiene participación en importantes áreas de exploración con alto potencial hidrocarburífero, así como en áreas estratégicas en explotación para el incremento de producción en el país.

Áreas en Exploración

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

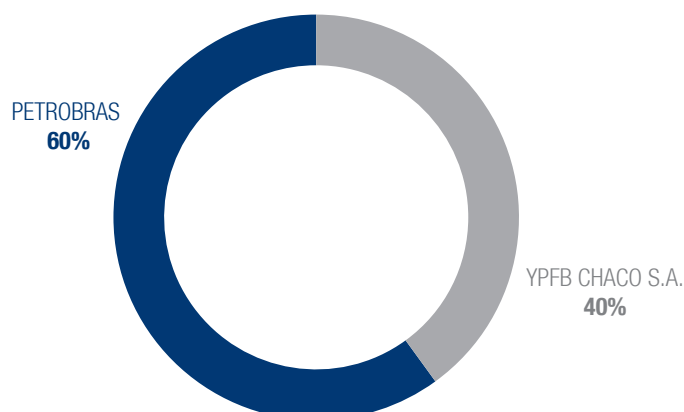
Astillero

El área exploratoria Astillero, ubicada en el departamento de Tarija, es una sociedad entre YPFB Chaco (60%) y Petrobras Bolivia (40%), siendo el Operador designado YPFB Chaco. El Contrato de Servicios Petroleros entró en vigencia el 5 de julio de 2018, actualmente el Contrato se encuentra en la Fase 1 del periodo inicial de exploración, bajo un acuerdo de operación bajo riesgo propio, suscrito en junio del 2021.



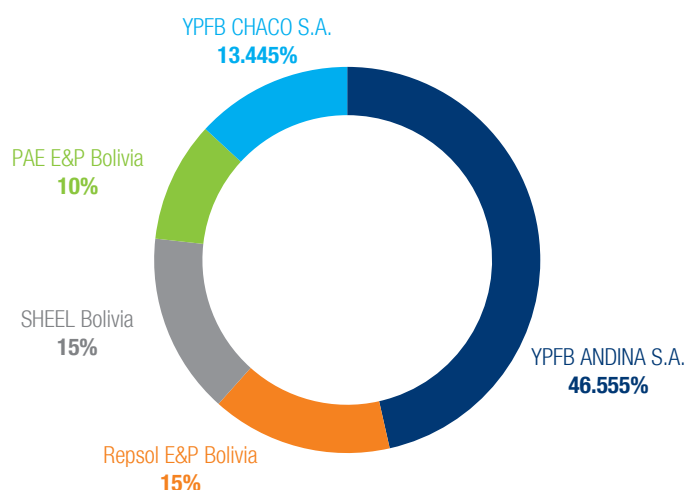
San Telmo Norte

El área exploratoria San Telmo Norte, ubicada en el departamento de Tarija, es una sociedad entre YPFB Chaco (40%) y Petrobras Bolivia (60%), siendo este último el Operador. Este Contrato de Servicios se encuentra en vigencia desde el 5 de julio de 2018, actualmente el Contrato se encuentra en la Fase 1 del periodo inicial de exploración. Debido a problemas sociales en el área, el Contrato se encuentra en fuerza mayor aprobada por YPFB desde el 28 de junio de 2019.



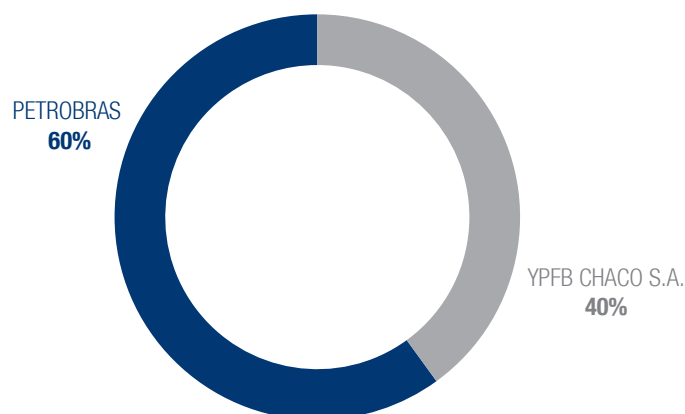
Iñiguazu

El Contrato de Servicios Petroleros de Iñiguazu entró en vigencia el 26 de agosto de 2019, el área Iñiguazu ubicada en el departamento de Tarija, es una sociedad entre YPFB Chaco (13.445%), YPFB Andina (46.555%), Shell (15%), PAE (10%) y Repsol (15%), este último fue designado Operador. Actualmente el Contrato se encuentra en la fase 1 del periodo exploratorio.



Charagua

El Contrato de Servicios Petroleros de Charagua entró en vigencia 26 de julio de 2017, inicialmente fue suscrito entre YPFB e YPF E&P Bolivia S.A. quien tenía el 100% de participación, el 16 de agosto de 2021 entró en vigencia el Contrato de Cesión mediante el cual YPFB Chaco adquiere de YPF, el 40% de los derechos y obligaciones del Contrato de Charagua, área exploratoria que se encuentra ubicada en el departamento de Santa Cruz. Actualmente el Contrato se encuentra en la fase 2 del periodo exploratorio y en el mes de julio se tiene prevista la definición del proyecto de perforación del primer pozo exploratorio.



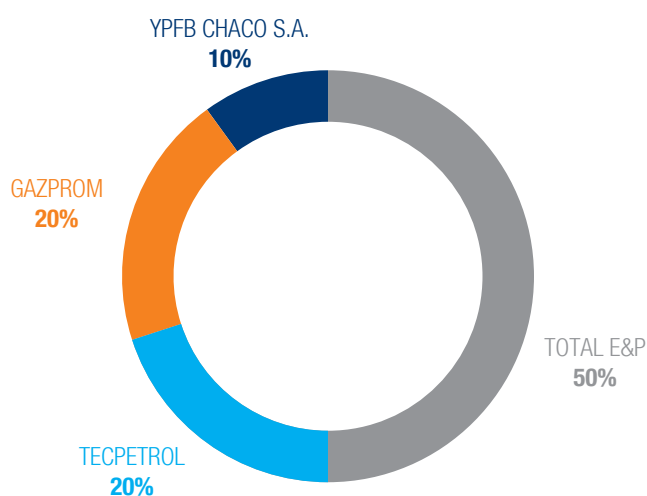
Áreas en Explotación

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

Aquío - Ipati

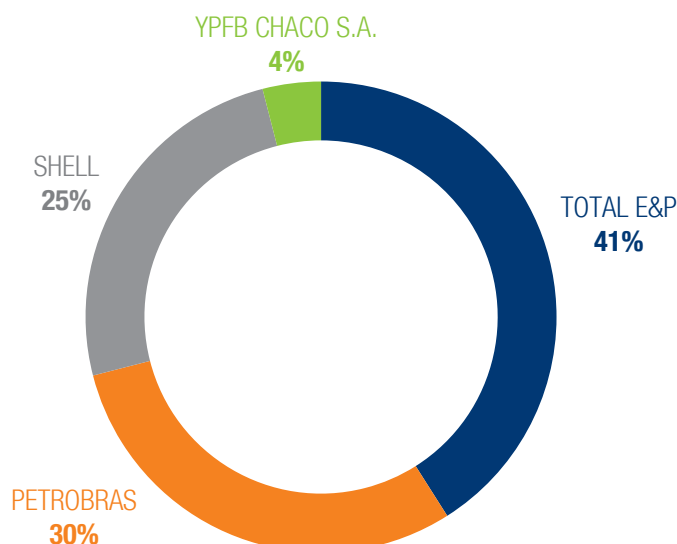
El 30 de mayo de 2016 se protocolizaron los Contratos de Cesión correspondientes a los Contratos de Operación de los Bloques Petroleros Aquío e Ipati, a través de los cuales se hace efectiva la sesión del 10% a favor de YPFB Chaco en ambas sociedades.

Total E&P Bolivia con el 50% de participación en ambos bloques es el operador de Aquío e Ipati. En el mes de agosto de 2016 se inició la producción de los campos Incahuasi (Ipati) y Aquío. Actualmente la capacidad de entrega de gas natural de ambos campos, con 5 pozos en producción: AQI-X1001, ICS-X1, ICS-X2, ICS-3 e ICS-5, es de aproximadamente 11 MM3D.



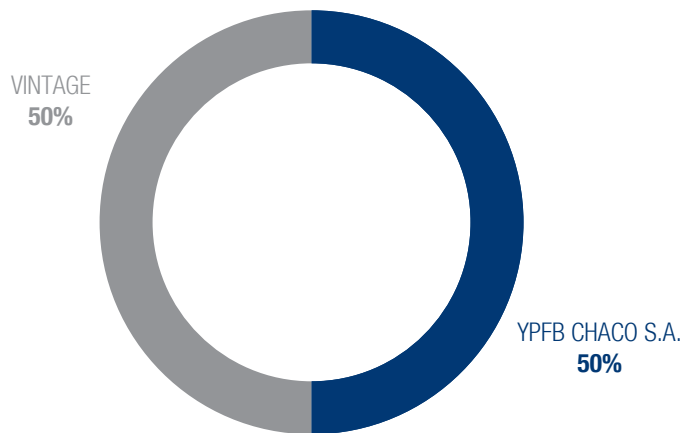
Bloque XX Tarija Oeste – Campo Itaú

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



Ñupuco

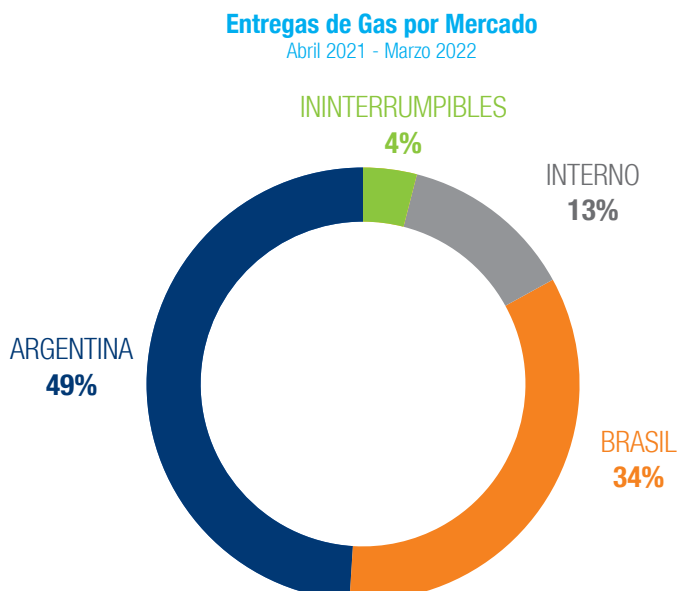
El bloque Ñupuco, ubicado en el departamento de Tarija, se encuentra en operación a cargo de Vintage Petroleum Boliviana Ltd. en sociedad con YPFB Chaco. El campo Ñupuco es un campo maduro, productor de gas natural, cuya producción se destina principalmente al mercado de exportación de Argentina. Durante el mes de marzo del 2022, se inició la perforación del pozo CHE-X5D, el cual tuvo como objetivo explorar el potencial hidrocarburífero de la Formación Chorro, al Este del campo. Inicialmente el pozo fue perforado hasta una profundidad de 3300 m y posteriormente se perforó un sidetrack geológico, el cual alcanzó una profundidad final de 3320 m, logrando atravesar el objetivo principal, formación Chorro. Las operaciones finalizaron el 25 de abril actualmente el pozo se encuentra en producción.



Entrega de Hidrocarburos

Gas Natural

En el periodo fiscal finalizado al 31 de marzo de 2022, YPFB Chaco S.A. destinó el 13% de su producción al Mercado Interno cumpliendo con su asignación, el restante fue destinado a los mercados de exportación: 34% al GSA- Brasil, 4% a mercados interrumpibles Ámbar y MTGas- Brasil y 49% a IEASA- Argentina.



Líquidos

En cuanto a hidrocarburos líquidos, YPFB Chaco S.A. aportó con la entrega del 100% de su producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Petróleo Crudo y Gasolina para el abastecimiento del consumo del mercado nacional, en cumplimiento a normativa que establece la prioridad de asignación de volúmenes de hidrocarburos.

Entregas de Petróleo

Abril 2021 - Marzo 2022



Entregas de GLP

Abril 2021 - Marzo 2022





09

**GERENCIA DE CALIDAD,
SALUD, SEGURIDAD,
MEDIO AMBIENTE Y
RESPONSABILIDAD
SOCIAL EMPRESARIAL**



SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

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

En cumplimiento a la mejora continua, en el mes de marzo 2022 YPFB Chaco S.A. recibió la auditoría inicial de ISO 9001:2015, misma que será auditada para su certificación en junio 2022.

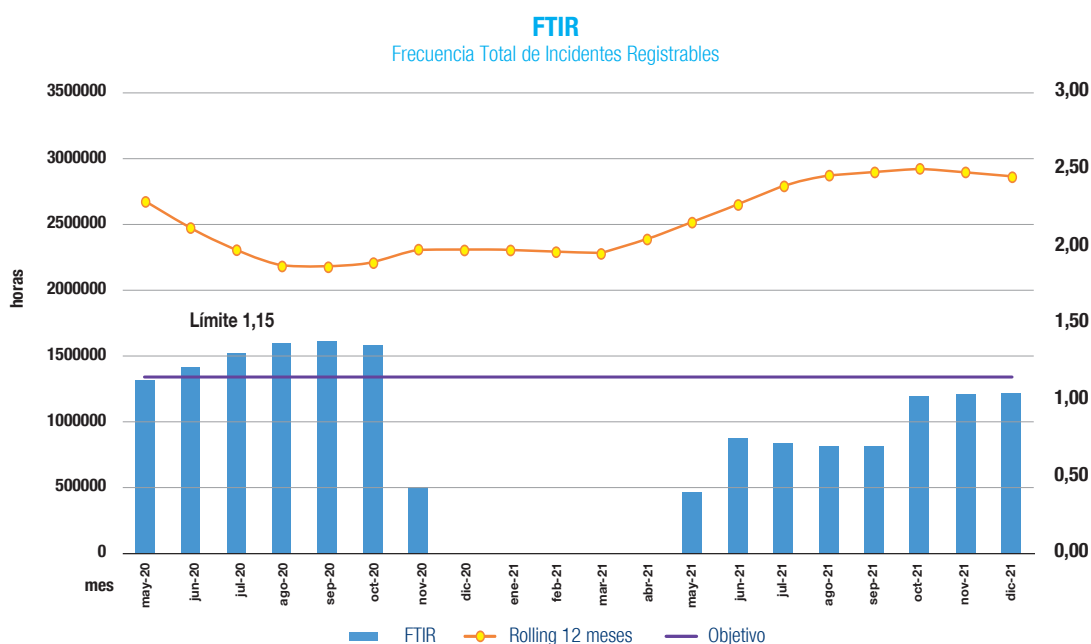
AUDITORÍAS INTERNAS AL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

Durante el período, se realizaron un total de 17 auditorías internas bajo la modalidad remota y presencial a las diferentes áreas operativas, oficinas y almacenes, como resultado se obtuvieron hallazgos que fueron tratados de forma oportuna contribuyendo a la mejora continua del Sistema de Gestión Integrado.

De la misma manera se procedió al cierre de acciones de auditorías internas a través de la designación de referentes por áreas y visitas a las operaciones para brindar soporte a través del Sistema Informático SIG@.

FTIR (FRECUENCIA TOTAL DE INCIDENTES REGISTRABLES)

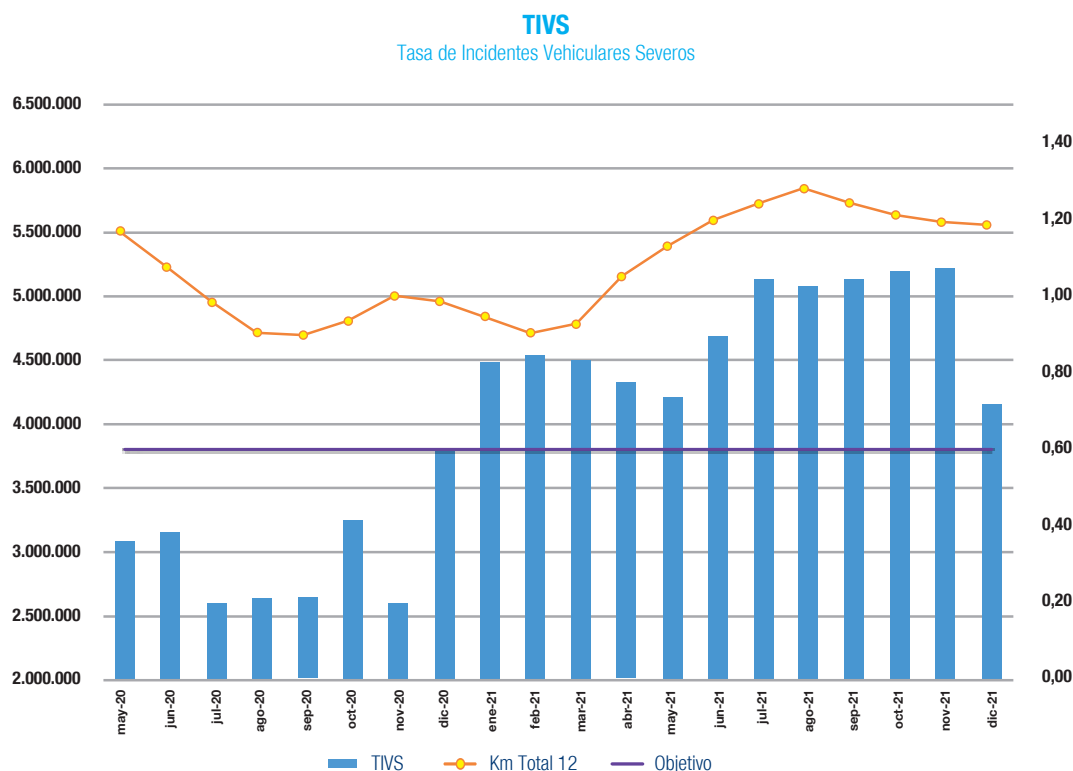
En el período, se tuvieron 2.866.169 horas/hombre trabajadas en todas las áreas operativas y administrativas de YPFB Chaco S.A. donde se tuvieron 3 incidentes categorizados como registrables.



El valor límite del indicador de accidentabilidad (FTIR) fue fijado en 1.15 para la gestión 2021 y esta finalizó con un valor de 1.05. Para la gestión 2022 el indicador fue reformulado en base a un análisis de los últimos 5 años, estableciéndose el valor de 1.25, el cual representa un máximo de 4 incidentes registrables en el periodo de 1 año.

TIVS (TASA DE INCIDENTES VEHICULARES SEVEROS)

En el período se recorrieron 5.565.763 Kilómetros. Se registraron cuatro (4) incidentes vehiculares severos, los cuales fueron investigados de acuerdo a procedimiento de investigación de incidentes de YPFB Chaco S.A.



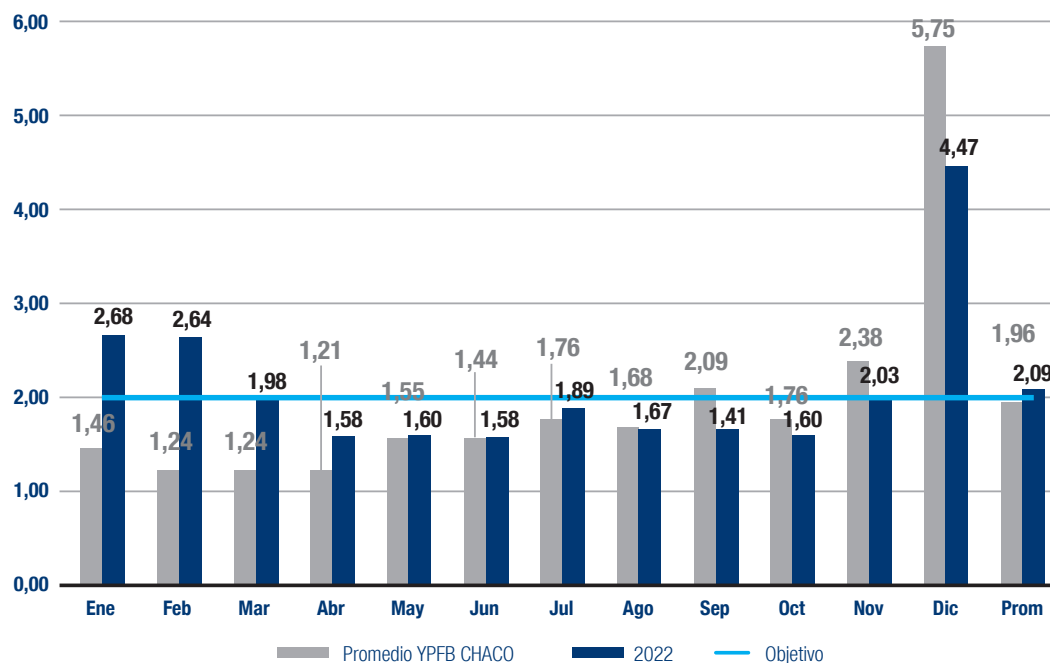
El valor límite del indicador de seguridad vehicular fue establecido en 0.60 para la gestión 2021 y esta concluyó con el indicador de 0.60, habiendo cumplido el objetivo planteado en el período.

TARJETAS DE OBSERVACIÓN DE SEGURIDAD, SALUD Y MEDIOAMBIENTE

Con el objetivo de prevenir accidentes y daños a la salud de los trabajadores, identificando actos y condiciones inseguras en las operaciones, durante la gestión, se generaron un promedio de 1.96 tarjetas de observación por persona/mes a través del Sistema Informático de Gestión de Acciones Sig@. Adicionalmente, en las actividades de Perforación y Proyectos se reportaron las observaciones a través del sistema Enfócate, STOP, entre otros, alcanzando la cantidad de 14,174 tarjetas gestionadas en todas las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

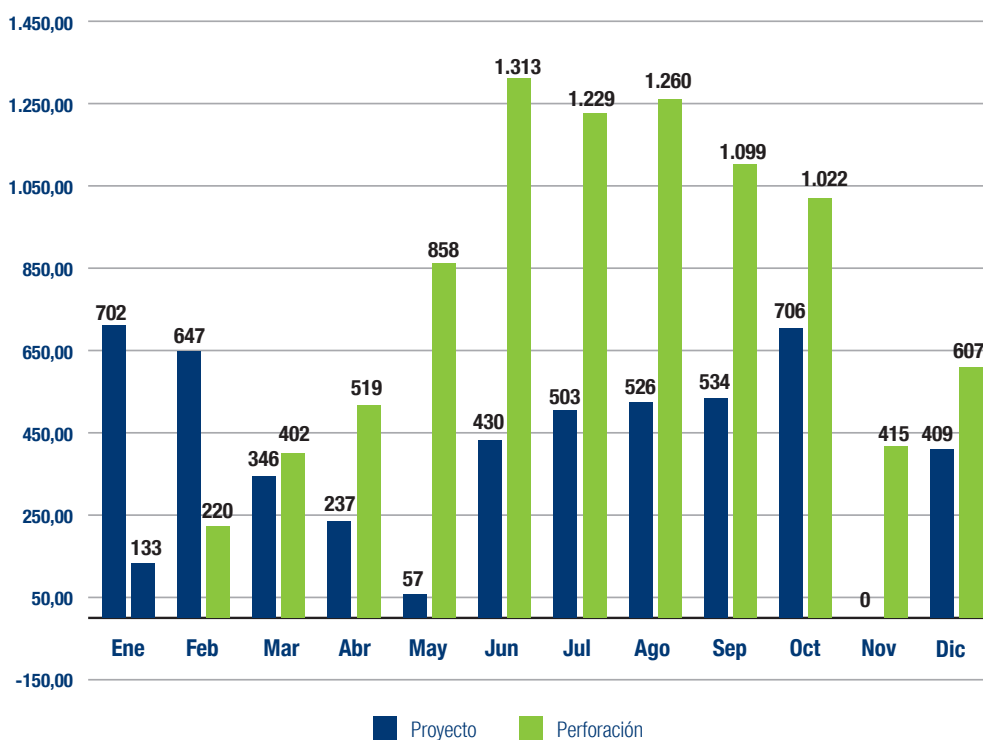
Gestión de reporte de tarjetas de observaciones de SSA YPFB Chaco S.A.

Promedio de Tarjetas de Observaciones de SSA
(operativos) gestión 2021



Gestión de reporte de tarjetas de observaciones de SSA Contratistas

Cantidad Tarjetas de Observación de SSA
Contratistas gestión 2021



COMITÉ MIXTO

Conforme a lo establecido Resolución Ministerial 496/04, YPFB Chaco S.A. tiene conformado 5 Comités Mixtos:

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

En el período, se llevaron adelante todas las reuniones mensuales de forma virtual debido a la pandemia con la participación de los representantes de los trabajadores y de la empresa.

En las reuniones se trataron diversos temas relacionados a Higiene, Seguridad Ocupacional y Bienestar, entre otros:

- Difusión de los indicadores de desempeño de Salud, Seguridad y Ambiente (SSA) establecidos en la gestión 2021, evaluando el cumplimiento.
- Informar los incidentes, reportes de 24 horas, informes y acciones de las investigaciones realizadas.
- Difusión del protocolo de Bioseguridad y de los casos positivos de Covid -19 tanto de trabajadores de la empresa como de las contratistas.
- Actualizaciones de las políticas del Sistema de Gestión Integrado (SGI).
- Auditorías del Sistema de Gestión Integrado y los principales hallazgos.
- Reporte de tarjetas de Observaciones de SSA y cierre de acciones identificadas en auditorías, investigaciones/análisis de causa raíz, inspecciones y otros.

Del mismo modo, de acuerdo a lo establecido en el CAP. VI del Reglamento de Comités Mixtos, Art. 13° (Funciones), se presentaron los informes trimestrales al Min. de Trabajo y se eligió los representantes de la gestión 2021 – 2022 en octubre de 2021, mismo que fue debidamente posesionado por el representante del Ministerio del Trabajo.

POLÍTICA DE ALCOHOL Y DROGAS

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

En el período, se realizaron 78.956 alcotest, de los cuales 11 resultaron positivos, (0.14 por cada 1000 pruebas) lo que equivale a un (1) positivo por cada 7.178 pruebas.

GESTIÓN EN SALUD OCUPACIONAL

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

Las actividades más relevantes ejecutadas durante la gestión 2021 fueron:

Programa vacunación

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

Complementariamente a todo personal nuevo, se le realiza vacunación de enfermedades inmunoprevenibles de acuerdo al programa de vacunación de la compañía.

Habilitación de campamentos para proyectos y catering

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

Capacitación en temas de salud

- Cansancio y Fatiga.

Las capacitaciones en Cansancio y Fatiga se realizaron permanentemente con el objetivo que los conductores conozcan, evalúen y tomen acciones sobre los riesgos presentes durante la conducción. Durante el período se dictaron 40 cursos, capacitando a 451 conductores propios y de empresas contratistas, haciendo un total de 1128 horas/hombre de capacitación.

- Capacitación e Inducción por partes de los médicos en áreas operativas

Los médicos de las áreas operativas realizaron capacitaciones en temas como ser: COVID-19, primeros auxilios, ergonomía, nutrición, enfermedades prevalentes, seguridad en el trabajo, etc. En el período se realizaron 114 reuniones, sumando 1427 horas/hombre de capacitación, que incluye a personal propio y contratistas.

LUCHA CONTRA COVID-19

Para mantener las medidas de bioseguridad, trabajar de forma coordinada y segura, previniendo y mitigando los riesgos por COVID-19 en todas nuestras operaciones y actividades administrativas, preservando la salud de nuestros trabajadores y contratistas. Periodicamente se realizaron revisiones y actualizaciones de los Instructivos referentes a COVID-19, fomentando el cumplimiento de los mismos por personal YPFB Chaco S.A. y empresas contratistas antes, durante y después del ingreso a las áreas operativas y administrativas, teniendo como medidas principales:

- Vacunación contra el COVID 19 del 100% del personal propio y de las empresas de servicios
- Seguimiento epidemiológico de 7 días previo ingreso
- Pruebas de Antígeno previo ingreso
- Pruebas de Antígeno a mitad de turno

INSTRUCTIVOS

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

- SMI-IO-07.10 Medidas de Bioseguridad COVID-19 para ingreso áreas operativas
- SMI-IO-07.20 Retorno a oficinas
- SMI-PO-08 Evacuación Médica Seguimiento en caso de sospecha (COVID-19) y Confirmación
- SMI-PO-07-Procedimiento de Evacuación (Medevac) COVID-19

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

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

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

- 418 horas/hombre en Seguridad y Salud Ocupacional.
- 1128 horas/hombre en Cansancio & Fatiga.

- 872 horas/hombre en manejo defensivo y 4X4.
- 104 horas/hombre en combate contra incendios.

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

GESTIÓN AMBIENTAL

LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES, OBRAS O PROYECTOS

En estricto apego a la normativa ambiental vigente, durante el periodo de abril 2021 a marzo de 2022 se gestionaron las autorizaciones ambientales para diversas actividades, obras y proyectos, los cuales fueron obtenidos de acuerdo a los tiempos requeridos para el normal desarrollo de las operaciones.

Es así que se han obtenido 12 permisos ambientales que fueron gestionados ante el Organismo Sectorial Competente (Ministerio de Hidrocarburos y Energías-MHE), la Autoridad Ambiental Competente Nacional (Ministerio de Medio Ambiente y Agua-MMAyA), Servicio Nacional de Áreas Protegidas (SERNAP) y la Autoridad de Bosques y Tierras (ABT).

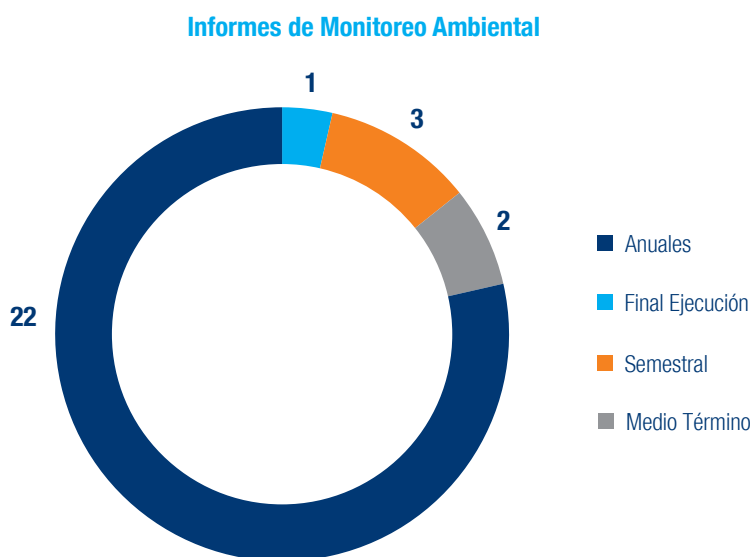
A continuación se detallan los permisos ambientales obtenidos:

Nº	PROYECTO	DOCUMENTO AMBIENTAL	FECHA APROB
1	Perforación de Cuatro Pozos (CRE-X1, CRE-X2, CRE-C y CRE-D)	Renovación de la Licencia Ambiental	22/04/2021
2	Campo Patujusal	Renovación de la Licencia Ambiental	17/05/2021
3	Campos Carrasco - Kanata	Renovación de la Licencia Ambiental	05/11/2021
4	Campo Buló Buló	Integración de la Licencia Ambiental	24/04/2021
5	Cambio de ubicación de las áreas de recortes del Pozo ITY-X1	Informe Técnico Especial (ITE)	20/04/2021
6	Variante de Líneas de Recolección Pozos SIG-X1 y SIG-2	Informe Técnico Especial (ITE)	13/09/2021
7	Perforación del Pozo AST-X1	Actualización de la Licencia Ambiental	28/12/2021
8	Perforación del Pozo VGR-X1001	Informe Técnico Especial (ITE)	31/03/2022
9	Variante de líneas de recolección Caigua	Informe Técnico Especial (ITE)	08/12/2021
10	Construcción de líneas, facilidades de producción y puestas en marcha de los pozos SIG-X1 y SIG-X2	Plan de desmonte (PDM)	15/09/2021
11	Perforación del Pozo AST-X1	Plan de desmonte (PDM)	14/12/2021
12	Área de recortes Pozo AGC-X1	Informe de Cierre de Permiso de Desmonte (IPDM)	01/12/2021

Seguimiento y Control Ambiental

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

Los Informes de Monitoreo Ambiental fueron remitidos a la Autoridad Ambiental y Organismo Sectorial Competente, de acuerdo a la frecuencia establecida en cada licencia ambiental, presentándose un total de 28 informes durante la gestión abril 2021 a marzo 2022, de proyectos en etapa de ejecución y operación.



Asimismo, se realizó el seguimiento y control ambiental a 22 Actividades, Obras y Proyectos en etapa de operación y mantenimiento, donde se verificó el cumplimiento de las medidas aprobadas en el Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental (PASA). Se continuaron los proyectos que por pandemia pararon como la perforación del pozo ITY-X1.

Como resultado de la gestión, no se registraron contingencias legales.

Inspecciones por Autoridades Competentes

Durante la gestión 2021-2022, se atendieron inspecciones ambientales a las diferentes AOP por parte de la Autoridad Ambiental Competente Nacional (MMAyA), Organismo Sectorial Competente (MHE) y Servicio Nacional de Áreas Protegidas (SERNAP).

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

PROGRAMAS AMBIENTALES

Control de quema de gas

La quema de gas es controlada por YPF Chaco S.A. en cumplimiento a las disposiciones establecidas por el Decreto Supremo 28312 del 23 de agosto de 2005. Finalizada la gestión 2021, la cifra alcanzada fue de 36,1 Pies Cúbicos Quemados /BOE (Pies Cúbicos por Barril Equivalente de Petróleo), lo que nos permitió cumplir y estar por debajo de la cifra objetivo de 78,6 Pies Cúbicos Quemados/BOE, evitándose la quema de alrededor de 42,5 Pies Cúbicos /BOE.

Control de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

Con el propósito de minimizar los impactos en las operaciones y mantener al mínimo posible la contribución al fenómeno del calentamiento global por causas antrópicas, se planteó como objetivos para la Gestión 2021, limitar las emisiones de las áreas operativas a 343.037 Toneladas de CO2 equivalente.

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

Eficiencia energética

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

El objetivo fijado para el período 2021 fue un promedio de 546 MBTU/BOE. Finalizada la gestión, la cifra alcanzada fue de 508 MBTU/BOE, lo que nos permitió cumplir el objetivo planteado.

Gestión de efluentes

Los residuos líquidos de la empresa, provenientes de los procesos, operaciones y actividades son manejados de acuerdo con la legislación ambiental vigente.

Todos los residuos líquidos son sometidos a tratamiento para cumplir con los límites permitidos de acuerdo a lo establecido en DS.2400 antes de su disposición final y periódicamente se realizan muestreos y análisis, a través de laboratorios acreditados.



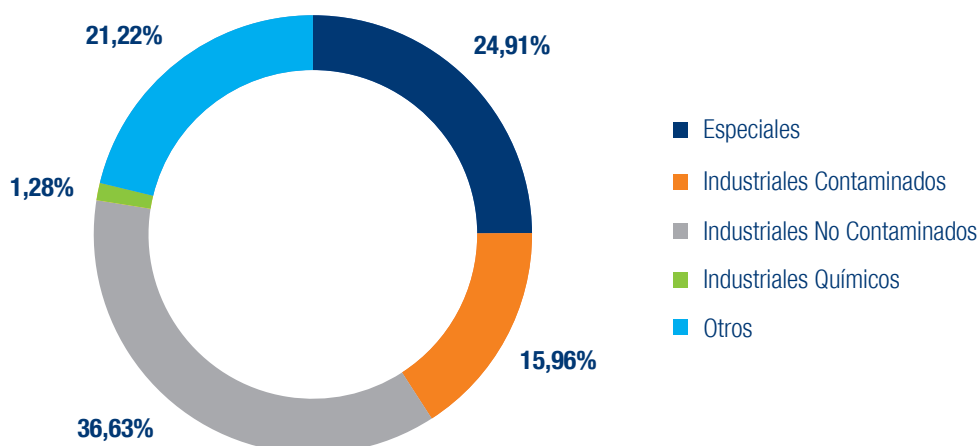
Muestreo de aguas de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales PTAR

Gestión de residuos sólidos

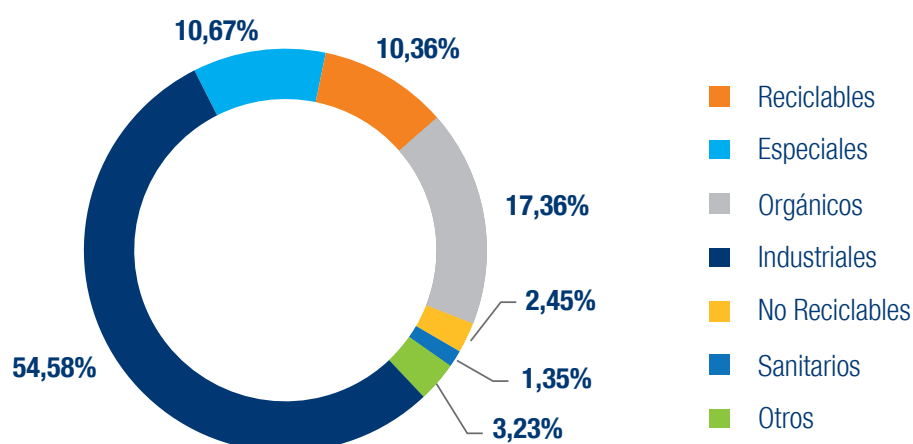
YPFB Chaco S.A., en cumplimiento con la Normativa Ambiental vigente (Ley N° 755 de Gestión Integral de Residuos), así como las políticas y procedimientos de la empresa, realiza un manejo integral de residuos sólidos en las diferentes áreas operativas y administrativas, tomando en cuenta además lo establecido en la norma ISO 14001:2015 donde estipula que los productos y servicios deben ser controlados desde una perspectiva de ciclo de vida. Durante la gestión 2021, se gestionó un promedio de 174.55 toneladas.

Cuadros Estadísticos de Residuos Sólidos por Área

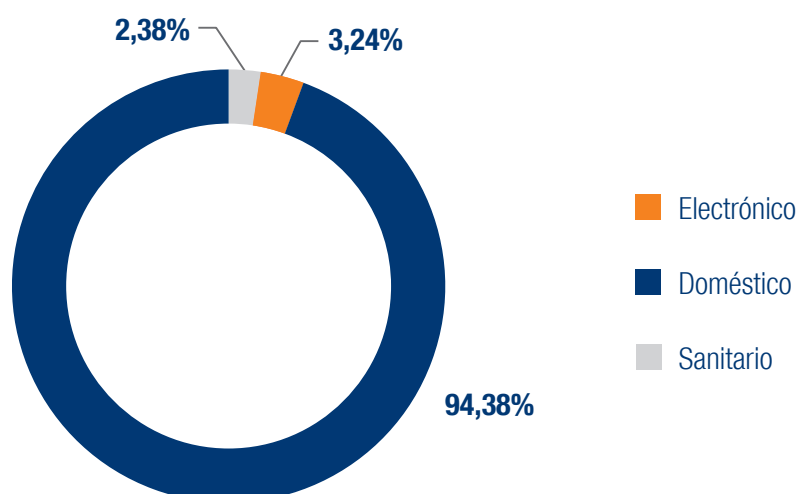
Tipos de Residuos Áreas Operativas



Tipos de Residuos Almacén



Estadísticas de Residuos CEE



Tratamiento de lodos empetrolados

Durante la perforación del pozo SMG-X2 ST se generaron lodos base aceite, los cuales fueron evacuados de manera oportuna para su tratamiento.

El transporte de estos lodos inició en el mes de noviembre de 2021, desde el pozo SMG-X2 hasta el lugar de tratamiento de la contratista. Como resultado de las actividades de perforación del pozo SMG-X2 ST se generó un total de 1656 m³ de lodos base aceite, estos se encuentran en instalaciones de la contratista donde serán tratados hasta alcanzar los límites máximos permisibles establecidos en la normativa.



Descarguío de lodos del Pozo SMG-X2 en predio de tratamiento del contratista

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL Y RELACIONAMIENTO COMUNITARIO

CERTIFICACIÓN EN RSE

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

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

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

En este contexto, YPFB Chaco se trazó como objetivo obtener, la certificación de la Norma de Responsabilidad Social Empresarial RSE, WORLDCOB CSR 2011.3. Para el cumplimiento de dicho objetivo, se llevó a cabo con un auditor líder del WORLDCOB, la Pre-evaluación para poder postular a la certificación de la Norma WORLDCOB CSR 2011.3, de la cual se obtuvo un auto diagnóstico que permitió medir el estado en el que se encontraba la empresa en términos de RSE, mencionando conclusiones y oportunidades de mejora, de esta manera se califica a YPFB Chaco S.A. como una empresa apta para continuar con el proceso de certificación.

YPFB Chaco S.A., trabajó en el cierre de las acciones determinadas en el autodiagnóstico. Como cúspide, en agosto 2021 resultado de la auditoría externa, basada en la Norma WORLDCOB CSR 2011.3. YPFB Chaco S.A. obtuvo la certificación en RSE, fruto del compromiso del Gerente General de la empresa, del equipo de Liderazgo de YPFB Chaco S.A. y de la Gerencia de Calidad Salud Seguridad y RSE, la misma que fue presentada en acto público al Presidente de YPFB y demás subsidiarias invitadas.



Acto de reconocimiento del WORLDCOB CSR



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

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

Este accionar de YPFB Chaco S.A. permite:

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

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

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

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

INVERSIÓN SOCIAL ESTRATÉGICA

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

Los Proyectos de Inversión Social se desarrollaron en:

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

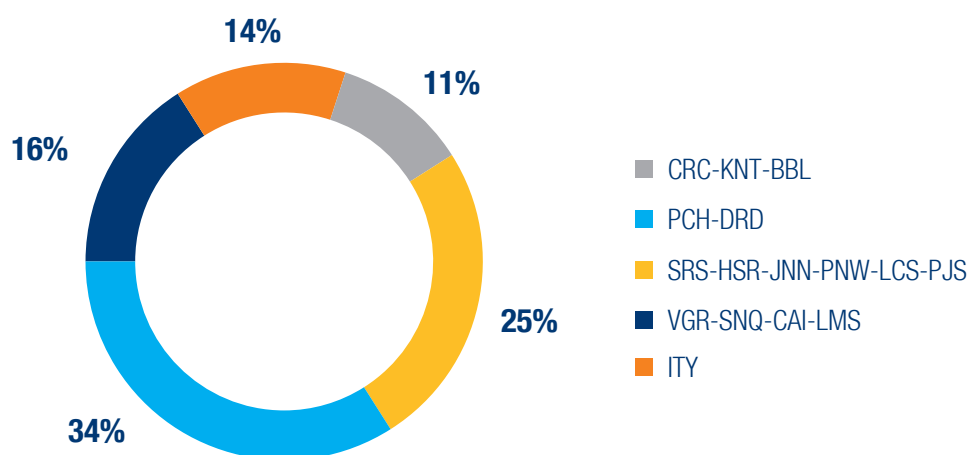
En el período, se planificó la ejecución de 67 proyectos de inversión social, distribuidos en cada una de las áreas y campos de YPFB Chaco S.A. de acuerdo al siguiente cuadro:

Proyectos de Inversión Social distribuidos por área y campos de YPFB Chaco S.A.

Área Campo	Nº de proyectos
CRC-KNT-BBL	7
SRS-HSR-JNN-PNW-LCS-PJS	17
PCH-DRD	23
VGR-SNQ-CAI-LMS	11
ITY	9
TOTAL	67

Inversión Social

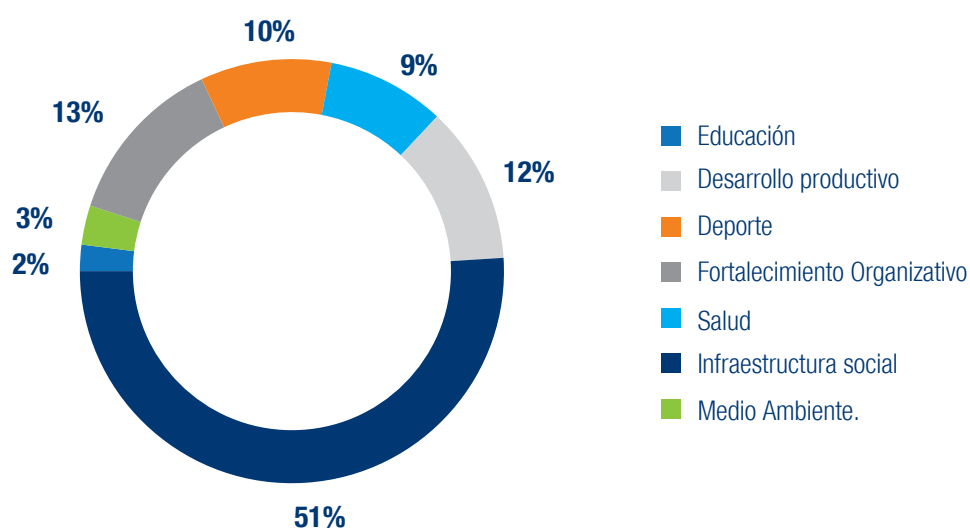
Distribución de proyectos por áreas y campos



De acuerdo a los proyectos planificados a través del Plan de Responsabilidad Social Empresarial de YPFB Chaco S.A gestión 2021, al 30 de Abril del 2022 se ejecutó el 100% de los proyectos, distribuyéndose los mismos de acuerdo a las siguientes áreas temáticas.

Inversión Social

Distribución de proyectos según área temáticas



Proyectos de Inversión Social

	
Campo: CRC-KNT-BBL Proyecto: Construcción sistema de agua Sindicato Santa Bárbara Beneficiarios: Sindicato Santa Bárbara - Municipio de Entre Ríos.	Campo: ITY Proyecto: Dotación de tanques para almacenamiento de agua. Beneficiarios: Comunidad Indígena Iticupe – OTB Itau - Municipio de Villa Vaca Guzmán.
	
Campo: HSR-JNN-PJS-SRS Proyecto: Desbrozadoras para manejo de potreros Beneficiarios: Sindicato Las Piedras - Municipio de Santa Rosa	Campo: Caigua Proyecto: Equipamiento de Laboratorio para Centro de Salud Chimeo 2da Fase Beneficiarios: Comunidad Indígena - Municipio de Villa Montes.

Negocios Inclusivos

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

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

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

Durante la gestión 2021, se ejecutaron los siguientes mantenimientos de caminos:

PROYECTO	ALIANZA	KM	ESTADO
Mantenimiento de caminos de los tramos Carrasco-Kanata	Gobierno Municipal de Entre Ríos	22,6	Concluido
Mantenimiento de caminos de los tramos BBL	Gobierno Municipal de Entre Ríos	19,2	Concluido
Mantenimiento de caminos SRS-Bellas Niguas-La Palca	Gobierno Municipal de Santa Rosa del Sara, Servicio Departamental de Caminos Santa Cruz (SEDCAM), Comité Pro Caminos de Bellas Niguas	36	Concluido
Mantenimiento de caminos La Palca-La Planchada 2da fase	Comunidad 16 de Noviembre (La Planchada)	8	Concluido

Registro Fotográfico Mantenimiento de Caminos






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



Campo: CRC-KNT

Proyecto: Mantenimiento de Caminos Tramos Carrasco - Kanata

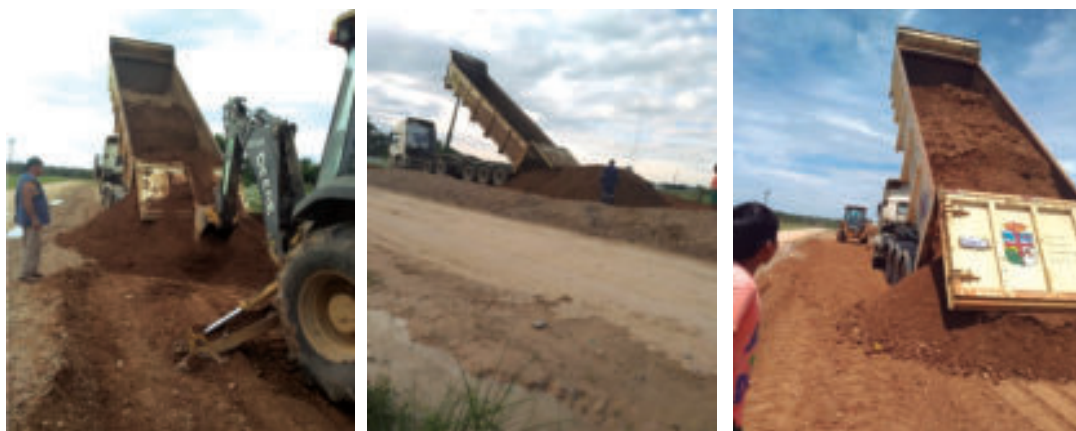
Beneficiarios: Municipio de Entre Ríos.



Campo: JNN

Proyecto: Mantenimiento de camino La Palca – La Planchada

Beneficiarios: Municipio de Santa Rosa del Sara.



Campo: SRS

Proyecto: Mantenimiento de Caminos Santa Rosa-Bellas Niguas-La Palca

Beneficiarios: Municipio de Santa Rosa.

MONITOREO SOCIO AMBIENTAL EN EL MARCO DEL RELACIONAMIENTO COMUNITARIO:

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

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

Cuadro Monitoreo Socio Ambiental

PROYECTO	COMUNIDADES	Nº TOTAL DE MONITORES
Campo Los Monos (Construcción camino y planchada Pozo LMS X-13)	La Costa	2
Área Itacaray (Construcción camino y planchada ITY X-1)	Iguembe	5
Campo Caigua (Construcción de la Línea del Pozo CAI-15D)	Caigua	2
TOTAL		9

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

10

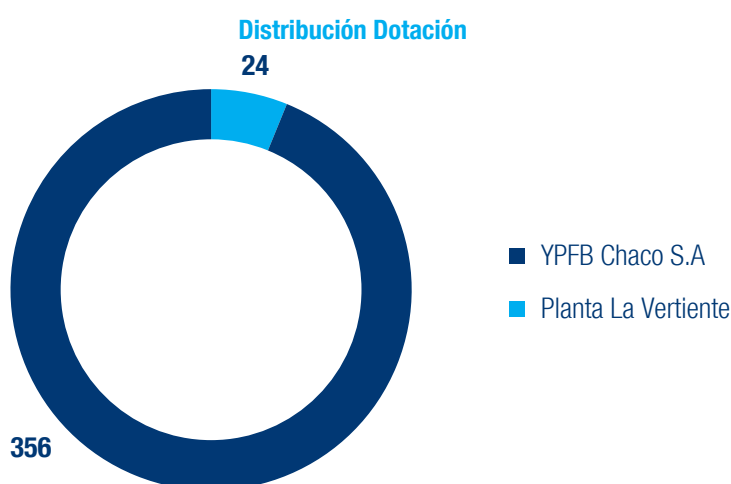
**GERENCIA DE
TALENTO HUMANO**



Somos una empresa comprometida con su gente y reconocemos que el capital humano es nuestro factor clave para el logro de los objetivos y metas planteadas por la empresa. En ese sentido, es que la Gerencia de Talento Humano, busca potenciar las competencias y mejorar las técnicas gerenciales de nuestros colaboradores, tomando en cuenta las dinámicas del Sector Hidrocarburos.

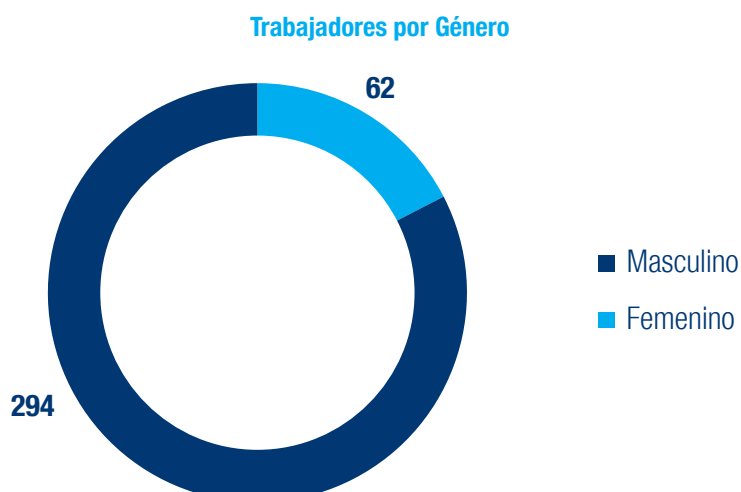
Para el cierre de la Gestión comprendida entre abril 2021 y marzo 2022, la dotación de personal con Contrato Laboral con YPFB Chaco S.A., registró 380 trabajadores, con la siguiente distribución:

- YPFB Chaco S.A.- 356 personas.
- Planta La Vertiente, Operación y Mantenimiento por cuenta de YPFB Chaco S.A. – 24 personas.

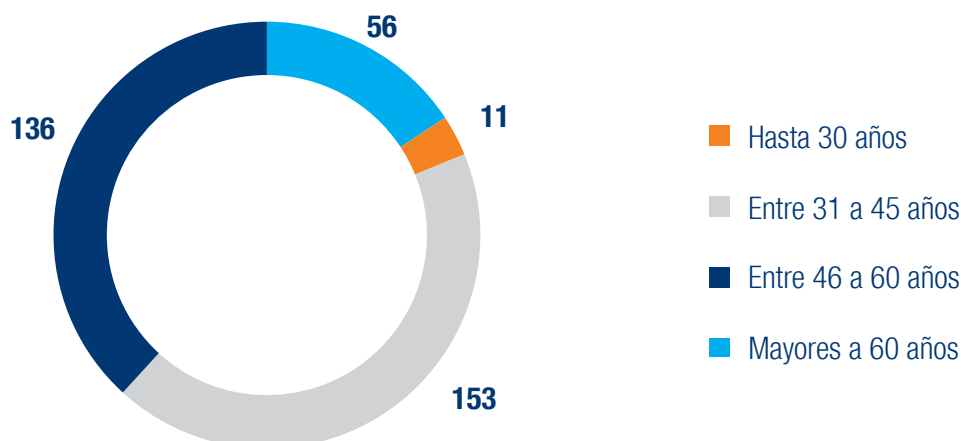


Nota.- Para efecto informativo, no se considera a la Planta Separadora de Líquidos Carlos Villegas Quiroga, por conclusión del Contrato de Operación y Mantenimiento al 28 de febrero de 2022.

Las características de la dotación propia de trabajadores de YPFB Chaco S.A., son las siguientes:



Dotación por Rango de Edad



La Gerencia de Talento Humano busca garantizar una cantidad adecuada de los trabajadores compatibles con los objetivos empresariales, promoviendo prácticas y procesos de gestión que lleven a lograr la satisfacción en el trabajo y al compromiso de todos los empleados con las metas y principios éticos de la organización.

De esta manera la Gerencia de Talento Humano en la gestión 2021/2022, trabajó en la consolidación de estándares de trabajo, optimizando los resultados obtenidos de cada uno de los procesos que involucra a esta gerencia, avanzando hacia la consolidación de su posición como parte estratégica en la gestión de la empresa.

Las actividades que destacaron en la Gestión de Talento Humano, durante el último periodo son las siguientes:

Capacitación:

Con el fin de mejorar la capacidad individual y colectiva, para contribuir de una manera eficaz al alcance de los objetivos estratégicos, la Gerencia de Talento Humano en su gestión de Capacitación, busca establecer directrices que permitan identificar y proporcionar la capacitación y formación necesaria para el desarrollo de competencias del personal de YPFB Chaco S.A.

Dentro de Plan Capacitación se consideraron capacitaciones en habilidades técnicas, actitudinales y seguridad, salud y ambiente para el personal en general.

Así también, en el marco de la necesidad de promover y fortalecer el desarrollo de habilidades de Dirección y Supervisión para personal Ejecutivo y Técnico de YPFB Chaco S.A., entre los meses de abril a noviembre de 2021, se llevó a cabo el Programa de Desarrollo Gerencial y de Supervisión, desarrollándose las siguientes áreas de Capacitación: Liderazgo colaborativo -

Liderazgo consciente - Liderazgo trascendente - Gerencia personal - Gerencia de Equipos, Comunicación Efectiva y Oratoria.

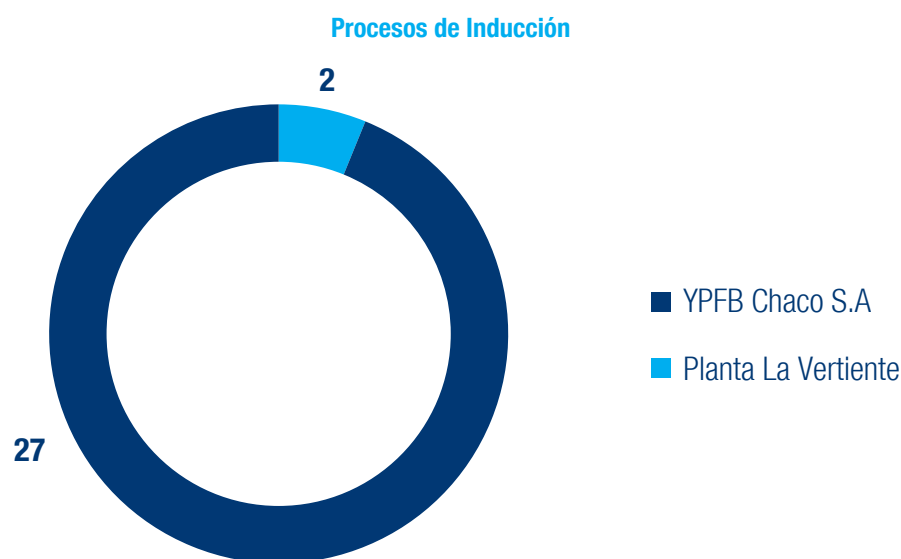
Durante el período de abril de 2021 a marzo de 2022 se obtuvieron los siguientes resultados:

La inversión en capacitación alcanzó a 164,838 USD, concentrándose el 62% de la inversión en las áreas operativas (Exploración, Desarrollo, Perforación y Producción).

En lo que respecta a las horas de capacitación, el promedio de horas capacitación por trabajador de la gestión 2021 es de 25 Horas Hombre.

Procesos de Inducción:

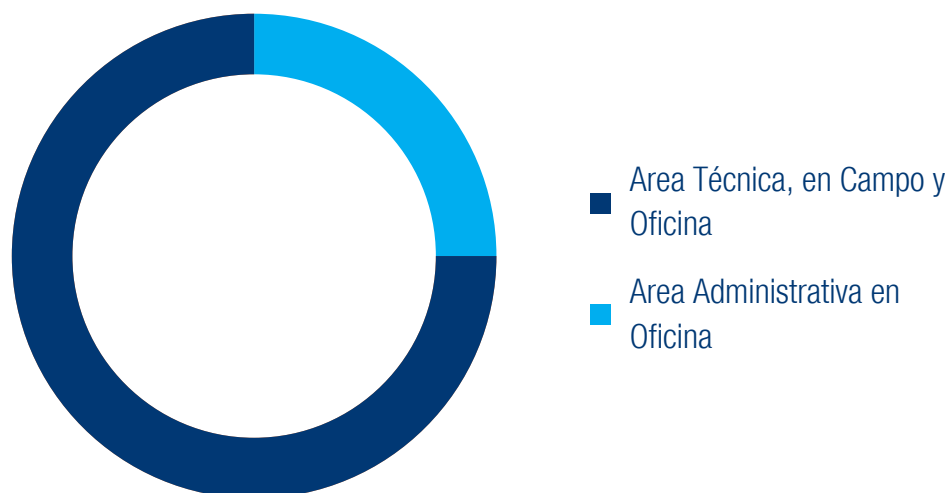
Durante la gestión 2021/2022, se realizó la admisión de 29 nuevos trabajadores, habiéndoles realizado a la totalidad de los mismos, la inducción en los procesos de la empresa.



Programa de Prácticas Profesionales y Semillero de Talento

A raíz de la pandemia continuaron vigentes ciertas restricciones durante la gestión 2021, por lo que la cantidad de pasantes se vio disminuida, sin embargo, con el espíritu de apoyar a los futuros profesionales de las universidades del país y como parte del Programa Anual de Pasantías y Jóvenes Profesionales, se dio la oportunidad a 4 futuros profesionales para realizar sus pasantías en YPFB Chaco S.A.

Programa de Prácticas Empresariales



Por otro lado, se ingresó a 2 personas a través del Programa Jóvenes Profesionales, que de cumplir con el Programa y las evaluaciones previstas, puedan ser considerados en un futuro como como potenciales trabajadores de nuestra empresa.



11

GERENCIA DE CONTRATACIONES



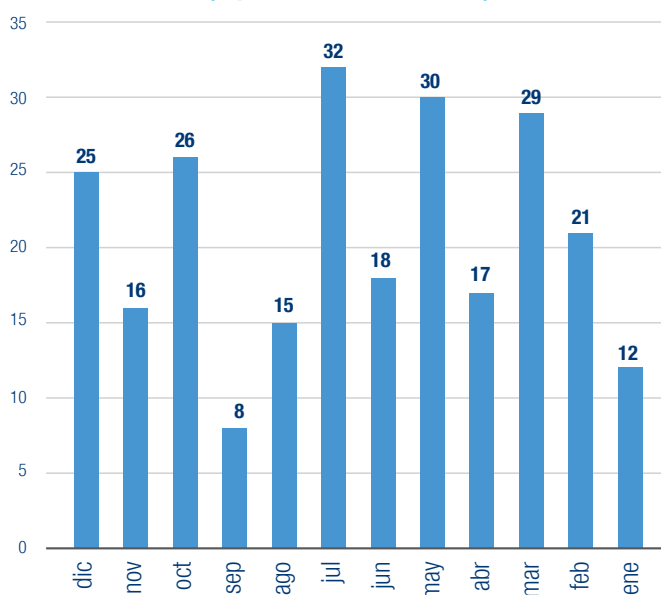
CONTRATACIÓN DE SERVICIOS

A la conclusión de la gestión 2021, como resultado de Procesos de Contratación por Licitación, Contratación Menor y Contratación Directa se registraron 185 contratos suscritos. En el Cuadro 1, se presenta el acumulado de estas contrataciones, describiendo la cantidad de contratos por Gerencias o Unidades Solicitantes, cuyo monto total alcanza los \$us. 151,56 millones:

Cuadro 1
Contratos por Gerencia/Unidad Solicitante
(Expresado en Dólares Americanos)

GERENCIA/UNIDAD	CANTIDAD CONTRATOS	EXPRESADO \$US
PERFORACIÓN	38	50.080.635,05
PRODUCCIÓN	61	36.952.515,06
INGENIERÍA, ESTUDIOS Y OBRAS	22	26.118.891,16
CSSMA&RSE	30	14.626.154,57
DESARROLLO	14	11.662.675,16
ADM & FINANZAS	28	7.626.861,51
EXPLORACIÓN	9	2.027.142,95
TECNOLOGÍA INFORMÁTICA	23	1.804.436,98
GERENCIA GENERAL	18	382.640,32
PLANIFICACIÓN	1	204.000,00
TALENTO HUMANO	3	69.608,62
LEGAL	2	3.301,61
TOTAL GENERAL	185	151.558.591,99

Gráfico 1
Contratos por mes
(Expresado en unidades/mes)



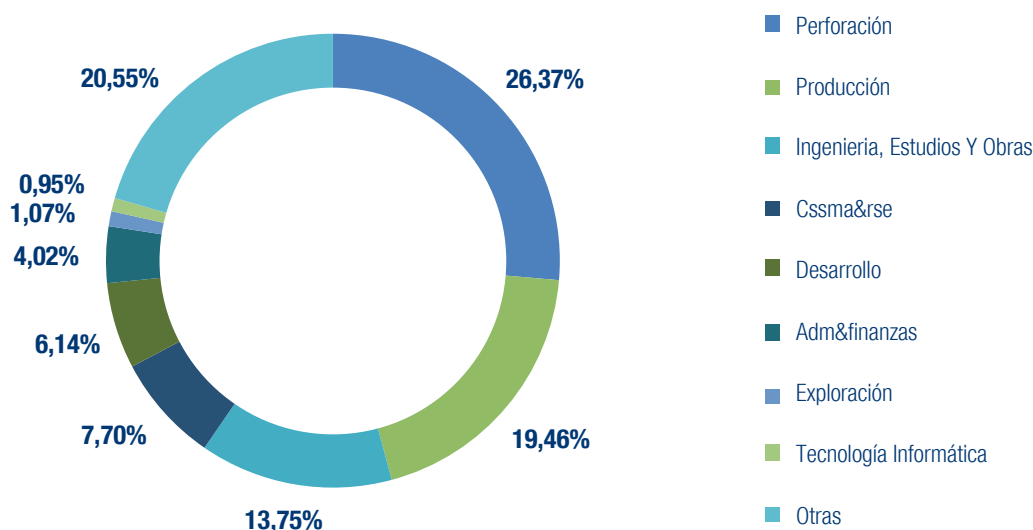
Fuente: ERP LABS, via R-LABS

El Gráfico 1 anterior, presenta la relación de cantidad de contratos generados durante los últimos 12 meses, cuyo comportamiento es cíclico, siendo notables los meses de marzo, mayo y julio, en respuesta a las necesidades operativas en las plantas y campos, pozos de perforación SMG-X2, ITY-X1 y obras de construcción como Batería Dorado, Palometas-SIG, entre otras.

Son las Gerencias Operativas, las que concentraron tanto en montos contratados, como cantidad de contratos suscritos, los niveles más altos y se vuelve a sumar, tal la gestión anterior, la Gerencia de Calidad, Calidad, Medio Ambiente y Salud, por las contrataciones para mitigar el contagio y propagación del Covid-19.

La Gerencia de Perforación encabeza el listado con la gestión de 38 contratos, con montos que suman \$us50.080.635,05, para la Gerencia de Producción se suscribieron 61 contratos por un monto acumulado de \$us. 36.952.515,06, para la Gerencia de Ingeniería, Estudios y Obras, 22 contratos suscritos por un monto total de \$us. 26.118.891,16 y, para la Gerencia de Calidad, Seguridad, Salud, Medioambiente y RSE, se gestionaron 30 contratos por el total, de \$us. 14.626.154,57. El acumulado en \$us. de las contrataciones de estas 4 unidades significaron el 84,31% del monto total de las contrataciones de la gestión 2021, como se expone en el Gráfico 2 siguiente.

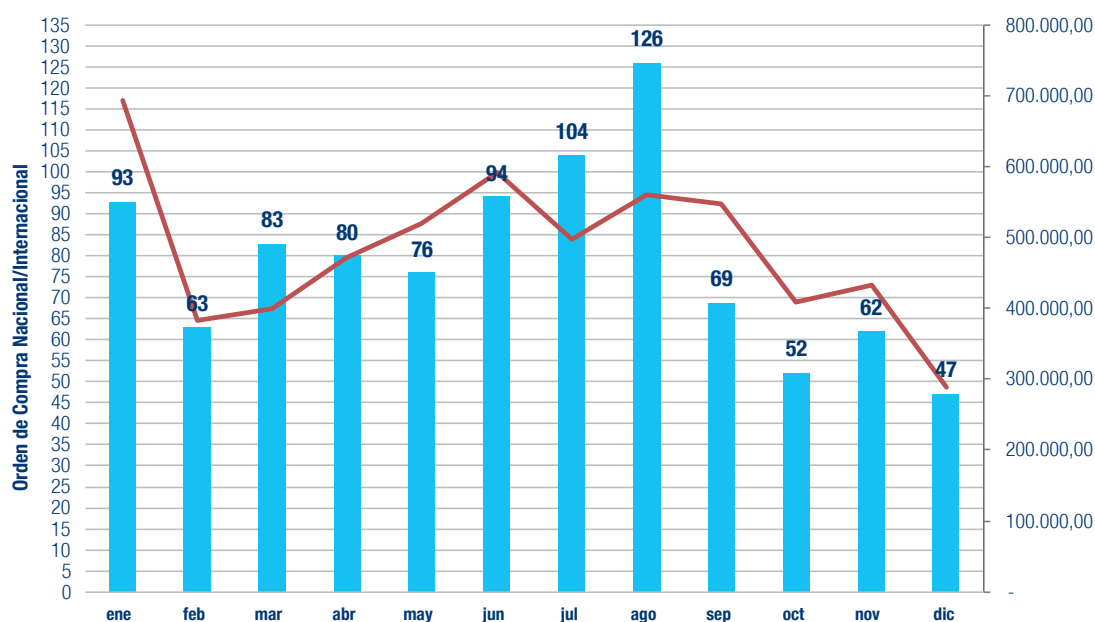
Gráfico 2
Contratos por Gerencia/Unidad Solicitante
(Expresado en Dólares Americanos)



COMPRA DE BIENES

En relación a la compra de bienes, el monto total en Órdenes de Compra emitidas ascendió a \$us. 5.798.125,39, siendo la cantidad de las mismas de 949 órdenes, entre nacionales e internaciones alcanzando un promedio mensual de 79 órdenes y \$us. 483.000.

Gráfico 3
Órdenes de Compra Nacionales e Internacionales
(Expresado en Dólares Americanos)



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

De las Órdenes de Compra emitidas, la adquisición de materiales para reposición del inventario que se destinan a las distintas reparticiones y para el O&M Planta Carlos Villegas y Planta La Vertiente acumularon mayor porcentaje, tanto en cantidad de órdenes como en monto.

Otras compras a destacar en la gestión, fueron materiales de bioseguridad, así como materiales para los Campos y Plantas.

El incremento en la generación de órdenes de compra fue notable respecto a la gestión anterior, (más del 40%), esto como resultado de la implementación de mejoras en las herramientas informáticas de apoyo a la gestión de contrataciones, que inician desde la generación automática del documento Orden de Compra que emite el ERP Odis vigente, la inclusión de firmas digitales y otros ajustes vinculados al ruteo de aprobaciones. La adecuada distribución de los esfuerzos del equipo de contrataciones para atender las necesidades relacionadas a la operación y mantenimiento de las plantas fue otro factor notable, que se muestra en los resultados. La siguiente gestión estará enfocada en la generación de contratos marco de provisión de bienes, lo que contribuirá a la eficiencia operativa empresarial.

Cuadro 2
Órdenes de Compra por Proyecto/Gasto
(Expresado en Dólares Americanos)

PROYECTO/GASTO	CANTIDAD ÓRDENES DE COMPRA	EXPRESADO \$US.
Inventario	647	3.284.243,07
O&M Psl Carlos Villegas Quiroga	97	994.934,00
O&M Planta La Vertiente	71	364.067,46
Almacenes	6	136.824,07
Planta Percheles	27	136.473,72
Centro Empresarial Equipetrol	11	114.242,55
Carrasco - Planta De Precesam.	3	104.526,10
Campo San Ignacio	6	99.566,07
Pozo Itacaray	2	94.617,36
Batería El Dorado	15	88.216,47
Planta Santa Rosa	7	74.395,28
Salud, Seguridad Y Ambiente	10	61.097,76
Los Cusis Inst. Y Eq. Planta	7	40.988,74
Combustible/Gasolina Y Propano	10	39.284,75
Campo Palometas	1	29.998,69
Ecee Costos It	3	26.268,00
Planta Vuelta Grande	6	24.524,70
Caigua - Campo & Pozos	1	18.672,00
Planta San Roque	2	15.103,00
Campo Los Monos	1	14.140,00
Patujusal Inst. Y Eq. Planta	3	9.649,86
Ypfb Chaco Material Promocional	2	8.537,36
Contrataciones, Materiales	4	7.130,03
Bulo Bulo Inst. Y Eq. Plantas	2	4.546,55
H.s. Roca Inst. Y Eq. Planta	2	2.810,57
Ypfb Material Promocional	1	2.068,97
Montecristo Inst. Y Equipos	1	704,02
Planta Caigua	1	494,25
Total general	949	5.798.125,39

Fuente: ERP LABS, via R-LABS

EVENTOS CORPORATIVOS

En la gestión 2021 la Gerencia de Contrataciones participó en eventos corporativos tales como: I y II Feria YPFB Compra como subsidiaria de YPFB, con antesalas de Encuentro con Proveedores, y una Feria Expo Upstream a nivel de operadoras, realizada al finalizar la gestión. A pesar de las limitaciones por la pandemia del Covid-19 todos estuvieron caracterizados por la activa participación de proveedores, a través de medios virtuales que facilitaron el contacto y la comunicación.

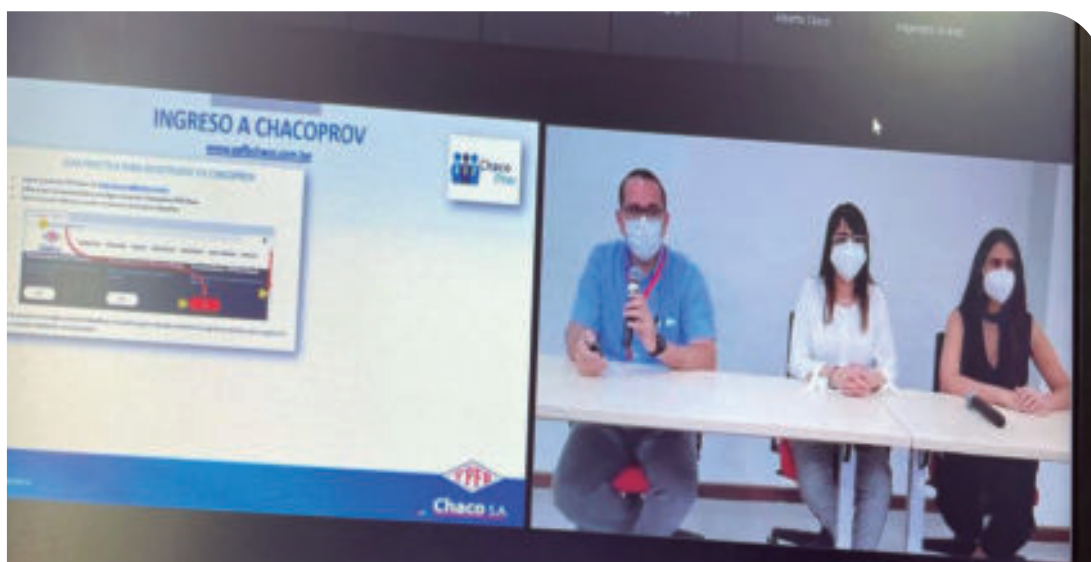
Así también en el evento de "Proyección de la inversión hidrocarburífera y energética en el Departamento de Tarija, reactivación económica y perspectivas para la Cámara Departamental de la Construcción (CADECO)" de fecha 18-08-2021, posteriormente se realizó una segunda presentación el 23-08-2021 en instalaciones de la CADECO se realizó una exposición detallada de los procedimientos administrativos y requisitos para el registro de proveedores con el propósito de ampliar la lista de empresas y promover participación de proveedores de bienes y servicios de la región tanto para el proyecto Astillero como otros que vaya a requerir YPFB Chaco S.A..



1ra Feria YPFB Compra



2da Feria YPFB Compra



Antesala de Encuentro con proveedores



YPFB Corp. transmitió en vivo.

17 dic. ·

Inauguración Expoferia Proveedores del Upstream 2021



Transmisión por facebook Live



Capacitación de Chaco Prov. a empresas de Tarija

12

GERENCIA DE ASUNTOS LEGALES



Chaco S.A.



Chaco S.A.

3M

Durante la gestión que concluyó el 31 de marzo de 2022, la Gerencia de Asuntos Legales de YPFB CHACO S.A., contribuyó de manera esencial a la Empresa, brindando asesoramiento legal, gestionando y ejecutando tareas que permitieron viabilizar proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos de la Empresa en apego a la programación interna, la planificación institucional y los lineamientos establecidos por YPFB Casa Matriz, el Ministerio de Hidrocarburos y Energías; así como aquellos plasmados en el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021 – 2025, la Ley No. 777 del Sistema de Planificación Integral del Estado (SPIE) y los Planes Sectoriales de Desarrollo Integral “Para Vivir Bien”.

Dentro de las tareas transversales, la Gerencia de Asuntos Legales brindó soporte y asesoramiento a la Gerencia General, a las Gerencias de área y a los órganos de gobierno, con relación a la identificación y gestión de riesgos, la capitalización de oportunidades en proyectos y la negociación y elaboración de contratos, acuerdos y convenios, su administración y ejecución, para lo cual se absolvieron consultas mediante diversos mecanismos. De igual modo, la Gerencia de Asuntos Legales prestó soporte en la generación, revisión y ajuste de procedimientos, reglamentos, manuales y normas internas en general; y prestó asesoramiento permanente durante la realización de reuniones internas y externas.

Por otra parte, la Gerencia de Asuntos Legales representó legalmente a YPFB CHACO S.A. en la defensa de sus intereses en el desarrollo de procesos judiciales y administrativos, brindando asistencia legal especializada en materia civil, penal, laboral, administrativa, regulatoria, tributaria y otras que fueron requeridas. Así también realizó el patrocinio y defensa en Acciones de Amparo Constitucional, precautelando los derechos y garantías constitucionales de la Empresa.

Como parte de sus funciones, la Gerencia de Asuntos Legales gestionó, organizó y tuvo a su cargo tres Juntas Generales Ordinarias de Accionistas y diecinueve Reuniones de Directorio; prestando apoyo y asesoramiento legal, velando por el cumplimiento normativo para la toma de decisiones por parte de los órganos de gobierno de la Empresa. Para ese propósito, se ajustó la forma de trabajo a la modalidad mixta (virtual y presencial) implementada en el país a razón de la pandemia de COVID-19, velando porque las Juntas o Reuniones en materia corporativa, sean realizadas con las medidas de protección dispuestas por el Órgano Ejecutivo.

Considerando la situación de pandemia y las disposiciones emitidas por las diferentes instancias de Gobierno para evitar o disminuir su contagio, habiendo ingresado en la etapa de post confinamiento, la Gerencia de Asuntos Legales asesoró a las unidades encargadas de llevar a cabo los proyectos de la Empresa, en la ejecución y administración de los contratos en este nuevo contexto, de tal modo que se garantice el cumplimiento de los Contratos de Operación y los Contratos de Servicios Petroleros, buscando el mayor beneficio para YPFB CHACO S.A. Para ello se analizaron y comunicaron los riesgos y aspectos legales inherentes, así como las propuestas de gestión para la toma de decisiones, considerando la estrategia empresarial y los objetivos de cada proyecto.

A man wearing a yellow long-sleeved shirt and a black face mask is working on a silver Dell laptop. He is in a server room, with server racks and blue and orange cables visible in the background. The image has a semi-transparent overlay with the number 13 and the text 'TECNOLOGÍA E INFORMÁTICA'. A red and blue diagonal stripe is at the bottom left.

13

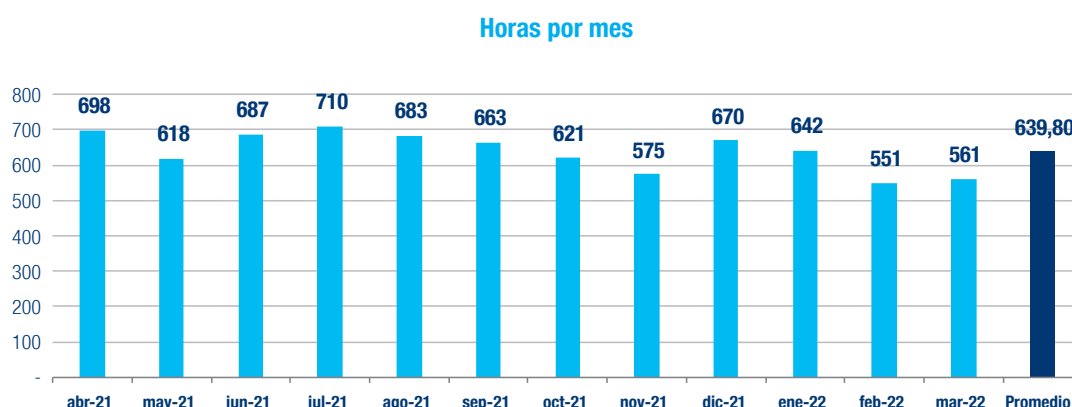
TECNOLOGÍA E INFORMÁTICA



La gestión 2021-2022 fue una gestión donde YPFB Chaco S.A. todavía estuvo trabajando con la modalidad del teletrabajo; sin embargo, se concluyó la gestión con la modalidad de trabajo presencial en sus oficinas. Los proyectos y trabajos, en su mayoría tuvieron el reto de ser gestionados de manera remota.

Desarrollo de aplicaciones

Durante la gestión 2021-2022 se dedicaron más de 7,600 horas de desarrollo para crear nuevas soluciones y dar soporte a sistemas existentes.



Se lanzó la aplicación móvil para la Gerencia de Talento Humano que, entre otras funcionalidades, permite la gestión de vacunas y fichas epidemiológica que se deben llenar previo ingreso a oficinas. Esto permite detectar de manera temprana si el empleado reporta algún síntoma que pasa por la valoración médica quien define si la persona puede ser un paciente con sospecha de COVID-19.

Se puso en marcha una versión completamente nueva del Sistema de Gestión de Contratistas que le permite a la Gerencia de Contrataciones tener control de la habilitación de personas y vehículos de los contratistas que deben acceder a nuestras operaciones.

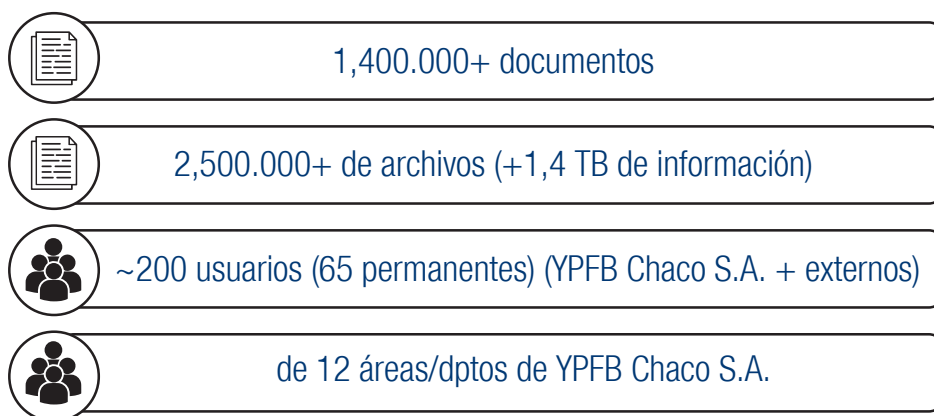
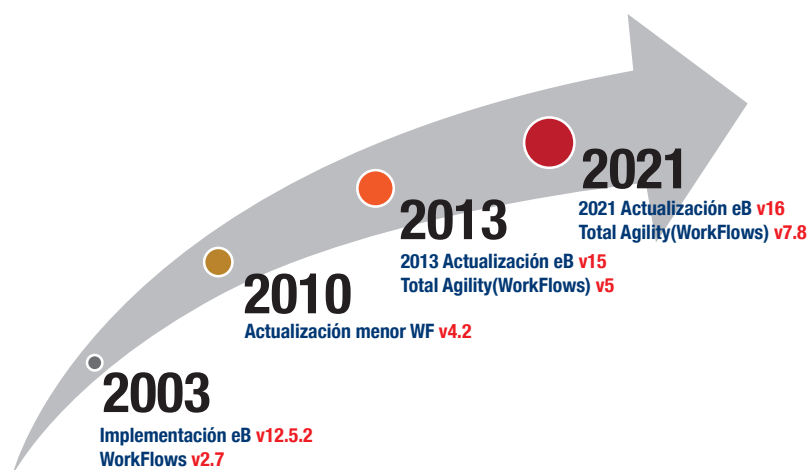
La solución Sig@ para la gestión de la Gerencia de Calidad Salud, Seguridad, Ambiente y Responsabilidad Social Empresarial, recibió una mejora importante ya que se incorporó la gestión del análisis causa raíz que permite gestionar el diagnóstico y hacer seguimiento de acciones ante una posible no conformidad en un informe de auditoría.

La Gerencia de Administración y Finanzas también puso en marcha una solución para la gestión de Boletas de Garantía y Pólizas de Seguros que le permite tener un mejor control sobre la vigencia y además beneficia a las empresas contratistas ya que la actualización es más sencilla de realizar.

Actualización del Sistema de Gestión Documental (eB) y el Motor de Flujos de trabajo (Total Agility)

eB es el sistema (software) de Gestión Documental de YPFB Chaco S.A. y KTA el software que provee un motor de flujo de documentos que potencia la funcionalidad del gestor documental.

Con el proyecto de actualización del gestor documental se implementó la versión 16 de Bentley Asset Wise (eB) se obtuvo mejor rendimiento en la carga, resguardo y consulta de la información, acorde a la mayor cantidad de documentos almacenados e incremento de usuarios del sistema.



Reemplazo de InfoProd Legacy por InfoProd Zafiro

El proyecto de implementación de InfoProd Zafiro está previsto concluir durante 2022. Actualmente se tiene el sistema nuevo (InfoProd Zafiro) y el sistema antiguo (InfoProd Legacy) trabajando en modo paralelo.

Zafiro incorpora mejoras que permiten ser más adaptable a los cambios constantes de la gestión de Hidrocarburos.

Principales características del software:

- Módulo de Consultas que permite crear sus propios reportes personalizados.
- Módulo de Fórmulas que permite modelar los datos por medio de fórmulas.
- Sistema de Alarmas - Permite Monitorear las variables más significativas
- Incorporar flujos de trabajo y Niveles de Aprobación
- Tableros de Control a nivel gerencial.

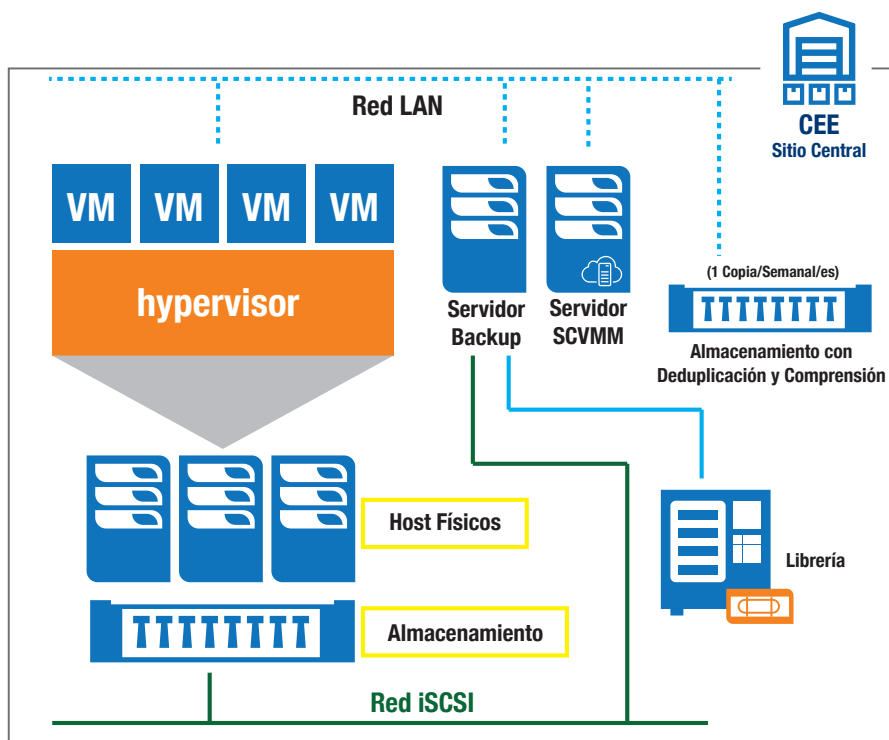
Infraestructura

El respaldo y resguardo de los datos informáticos generados en YPF Chaco S.A. es una tarea importante por el volumen de información que se genera y su crecimiento sostenido. Durante la gestión 2021-2022 se trabajó en una solución para el respaldo de la información a disco.

Contar con la información disponible en diversos periodos de tiempo es vital para la empresa. Según el procedimiento de respaldo, se tiene definida una retención de la información en periodos cronológicos que son almacenadas en cintas son almacenadas en cintas. El crecimiento constante hace que las ventanas de respaldo sean más largas, demandando recursos de respaldo de mayor capacidad y potencia.

El área de Infraestructura enfrenta de manera diaria un mayor nivel de complejidad por temas como el crecimiento de datos, diversidad de aplicaciones y servicios, mayor cantidad de usuarios y restricciones de recursos, lo que genera la necesidad de tener soluciones robustas y seguras para el respaldo de la información de la empresa.

Con estas consideraciones, la Gerencia de Tecnología Informática para acompañar las necesidades de YPF Chaco, implementó una solución de respaldo que cuenta con almacenamiento con protección, software de protección, búsqueda y funciones avanzadas de analítica y monitoreo para reducir la complejidad de administrar varios sistemas aislados de datos y soluciones puntuales, además de contar con técnicas de deduplicación para reducir (optimizar) los tiempos de la ventana de respaldo, encriptando la información.

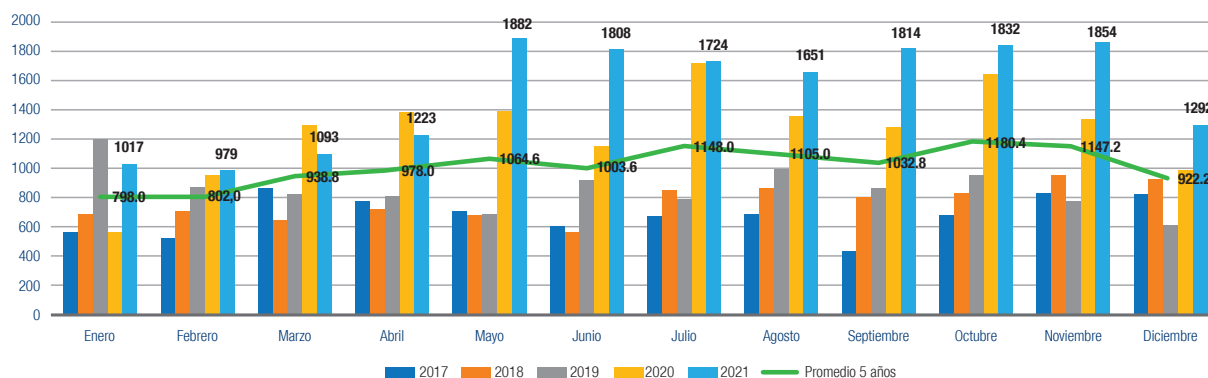


Soporte Técnico al usuario

Durante la gestión 2021, el soporte técnico se enfrentó a distintos desafíos debido al incremento de las solicitudes, debido al incremento de las solicitudes de atención en su gran mayoría, y la coordinación con las demás áreas de la Gerencia de TI.

Más de 18.000 solicitudes atendidas (más de 1500 solicitudes por mes) son una muestra del compromiso de todo el equipo con la empresa, con YPFB y por ende con Bolivia.

Cantidad de solicitudes por mes de los últimos 5 años





14

AUDITORÍA INTERNA



La Unidad de Auditoría Interna es una actividad de evaluación independiente y objetiva, concebida para agregar valor, mejorar las operaciones de la organización y proporcionar a las partes interesadas una garantía razonable de que la administración de YPF Chaco S.A. actúa conforme al marco legal, técnico y las sanas prácticas.

Contribuye a conseguir los objetivos estratégicos y las metas empresariales por medio de la revisión independiente de la eficacia y eficiencia de sus procesos, en aspectos de gobierno, riesgo y control. Para priorizar la asignación de sus recursos, la Auditoría Interna considera el universo auditable (clasificado por nivel de riesgo), contenido en el Plan Estratégico de la empresa.

Como resultado de la ejecución del Plan anual de trabajo 2021 de la unidad de auditoría interna, se efectuaron 14 estudios: 10 “concluidos” y 4 “en proceso”, 3 servicios de asesoría preventiva y 7 investigaciones de presuntos hechos irregulares, como así también participación activa en todas las sesiones convocadas por la alta administración. Gráficamente visualizadas a continuación.



A continuación, se resumen los estudios de auditoría de mayor relevancia para la gestión empresarial de YPFB Chaco S.A., las mejoras en el control interno y la mitigación de riesgos, según la naturaleza de los procesos que fueron valorados.

A. Servicios de Auditoría

- Auditoría Financiera de la cuenta conjunta en Contrato de Servicios Petroleros no operados (6 contratos y 16 gestiones anuales).
- Auditoría Especial sobre Contratación de Bienes y Servicios (1).
- Auditoría Especial sobre Gobierno Corporativo (2).
- Auditoría Especial sobre responsabilidades (5).

Seguimiento a Recomendaciones

Durante el 2021 se efectuó 2 estudio de recomendación de servicio de auditoría y seguimiento a (15) recomendaciones de auditorías anteriores. De éstas, 8 habían sido cumplidas por la Administración; 2 se mantenían en proceso; 5 no estaban cumplidas.

B. Servicios de consultoría preventiva

- Asesoría en los procesos de compras participando como “veedores” en los Comité de Contrataciones.
- Asesoría sobre en el proyecto de gestión documental, actualmente en proceso de implementación.
- Como parte de los servicios preventivos, se emitieron 13 alertas a la Administración sobre posibles riesgos de determinadas situaciones o decisiones que fueron del conocimiento de Auditoría Interna y podrían afectar a la Empresa. Las alertas se relacionaban con temas como: Pagos directos; contrataciones Directas, Concentración de funciones en contratación directa, excesivas adendas, recomendaciones en el cambio al reglamento de contratación de Bienes y Servicios de YPFB Chaco, potenciar la gestión de proveedores.

C. Investigaciones de Presuntos Hechos Irregulares

Durante el 2021, se efectuaron 7 investigaciones de presuntos hechos irregulares, de las cuales 5 concluyeron y las otras 2 estaban en fase final de comunicación al finalizar el período. En el caso de las investigaciones concluidas, se emitieron los respectivos informes de Relación de Hechos.

E. Participación en sesiones de la alta administración

El jefe de auditoría participo en las reuniones de liderazgo y reuniones de crisis, a las que fueron previamente convocados por la Gerencia General. La participación en dichas sesiones se centra en los asuntos de competencia de la Auditoría Interna, conforme a sus responsabilidades de consultoría y advertencia.

F. Automatización y mejoras al proceso de auditoría

En 2021 se elaboró un estudio interno sobre las alternativas que ofrece el mercado boliviano con respecto a soluciones para la automatización de las labores de las Unidades de Auditoría Interna. A partir de las alternativas analizadas, se recomendó la adquisición de un software que apoyará, agilizará e integrará los procesos sustantivos de la Auditoría Interna.





ESTADOS FINANCIEROS E INFORME DEL AUDITOR

YPFB CHACO S.A.

Estados financieros al 31 de marzo de 2022 y 2021

CONTENIDO

Informe del auditor independiente
Balance general
Estado de ganancias y pérdidas
Estado de evolución del patrimonio neto
Estado de flujos de efectivo
Notas a los estados financieros

Bs = boliviano
US\$ = dólar estadounidense
UFV = unidad de fomento a la vivienda



INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR UN AUDITOR INDEPENDIENTE

14 de junio de 2022

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

Opinión

Hemos auditado los estados financieros de YPFB CHACO S.A. (la Sociedad), que comprenden el balance general al 31 de marzo de 2022, el estado de ganancias y pérdidas, el estado de evolución del patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas a los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de la Sociedad al 31 de marzo de 2022, así como sus resultados y flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia (NCGA).

Fundamento de la opinión

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

Párrafos de énfasis

Llamamos la atención sobre:

- Lo que se menciona en las notas 3 y 6 a los estados financieros, que describen los temas pendientes de resolución sobre los derechos y obligaciones con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y aspectos relacionados con los Contratos de Operación que se encuentran en proceso de conciliación. Como resultado de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el Decreto Supremo de Nacionalización N° 28701 y los Contratos de Operación, YPFB es el único cliente de la Sociedad. Los resultados de la conciliación de estos aspectos serán contabilizados en la gestión en la cual se conozcan.



- Lo que se menciona en la nota 5 (b) (iii) a los estados financieros, que describe que la subsidiaria Compañía Eléctrica Central Buló Buló S.A. se encuentra en proceso de ejecución de un plan de negocios que le permitirá incrementar sus ingresos operativos futuros y, por lo tanto, recuperar las inversiones realizadas en activos. Los resultados de dicho plan y sus efectos sobre los estados financieros, se conocerán una vez se concluya con la implementación y desarrollo del mismo.
- Lo que se menciona en la nota 11 (a) a los estados financieros, que describe que durante la gestión finalizada el 31 de marzo de 2022, la Sociedad ha contabilizado un castigo de las inversiones realizadas en pozos exploratorios por un importe de Bs631.377.094, contabilizado contra cuentas de resultados del ejercicio finalizado en dicha fecha.
- Lo que se menciona en la nota 30 a los estados financieros, que describe el contexto económico actual relacionado con la pandemia COVID-19. A la fecha, no es posible determinar los efectos, si los hubiere, en las actividades de la Sociedad.
- Lo que se menciona en la Nota 2 (b) a los estados financieros, la cual indica que estos estados han sido preparados para cumplir con las disposiciones legales a las que está sujeta la Sociedad como ente independiente. Por lo tanto, no incluyen la consolidación de los estados financieros de las empresas subsidiarias de la Sociedad, inversiones que se encuentran valuadas a su valor patrimonial proporcional. Para evaluar la situación financiera del conjunto económico que conforman la Sociedad y sus empresas subsidiarias, se debe recurrir a estados financieros consolidados preparados de acuerdo con la Norma de Contabilidad N° 8 del Colegio de Auditores de Bolivia.

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

Otra cuestión - Informe de auditoría del auditor anterior

Los estados financieros de la YPFB CHACO S.A. correspondientes al ejercicio terminado el 31 de marzo de 2021 fueron auditados por otro auditor que, en fecha 15 de junio de 2021, expresó una opinión no modificada sobre dichos estados financieros.

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

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

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



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

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

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

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

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la dirección.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la dirección, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Sociedad para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Sociedad deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.



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

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

PricewaterhouseCoopers S.R.L.



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

YPPB CHACO S.A.

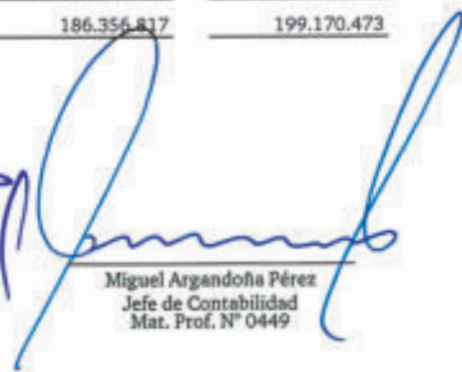
BALANCE GENERAL AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

	Nota	2022 Bs	2021 Bs
ACTIVO			
Activo corriente			
Disponibilidades	2.g. y 4	879.065.035	1.356.938.641
Inversiones	2.h. y 5	965.600.014	174.246.604
Cuentas por cobrar comerciales	6	406.344.004	340.604.156
Otras cuentas por cobrar a corto plazo	7	138.796.215	236.711.599
Inventarios	2.i. y 8	6.726.588	7.196.193
Total activo corriente		2.396.531.856	2.115.697.193
Activo no corriente			
Inversiones	2.h. y 5	351.577.557	344.288.277
Cuentas por cobrar comerciales	6	134.957.366	134.957.366
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	9	477.600.713	477.600.713
Impuesto diferido	2.n. y 24.b.	109.652.214	128.565.799
Otros activos no corrientes	10	381.174.689	444.667.395
Inventarios	2.i. y 8	231.501.143	236.598.233
Activo fijo	2.k y 11	4.707.660.127	5.318.235.505
Total activo no corriente		6.394.123.809	7.084.913.288
TOTAL ACTIVO		8.790.655.665	9.200.610.481
PASIVO			
Pasivo corriente			
Cuentas por pagar	12	230.835.922	148.795.533
Dividendos por pagar		3.461.051	3.298.560
Deudas fiscales y sociales	13	56.020.822	44.846.020
Otras cuentas por pagar	14	26.352.518	33.947.773
Total pasivo corriente		316.670.313	230.887.886
Pasivo no corriente			
Impuesto diferido	2.n. y 24.b.	27.269.929	38.589.925
Provisión para indemnizaciones	2.o.	28.654.776	31.094.152
Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono	2.m.	550.922.349	519.208.554
Otros pasivos no corrientes		4.353	4.353
Total pasivo no corriente		606.851.407	588.896.984
TOTAL PASIVO		923.521.720	819.784.870
PATRIMONIO NETO			
Capital pagado	15	1.609.932.000	1.609.932.000
Ajuste de capital	16.a.	1.530.151.902	1.530.151.902
Prima de emisión	16.b.	801.969.085	801.969.085
Reserva legal	16.c.	326.039.874	326.039.874
Reserva para ganancias no monetizables	16.d.	743.062.339	743.062.339
Ajuste global del patrimonio	16.e.	459.370.716	1.015.391.566
Ajuste de reservas patrimoniales	16.f.	1.965.272.840	1.965.274.657
Resultados acumulados		431.335.189	389.004.188
TOTAL PATRIMONIO NETO	2.p.	7.867.133.945	8.380.825.611
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		8.790.655.665	9.200.610.481
Cuentas de orden deudoras	29	186.356.817	199.170.473
Cuentas de orden acreedoras	29	186.356.817	199.170.473

Las notas 1 a 31 que se acompañan forman parte de este estado.


 Robert Wán Lino
 Gerente General


 Hernán Bravo Lemoine
 Gerente de Administración y Finanzas


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

YPFB CHACO S.A.

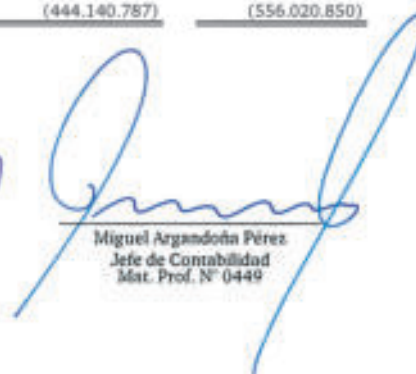
ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS
AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

	Nota	2022 Bs	2021 Bs
Ingresos:			
Retribución de hidrocarburos netas	2.r.	1.272.959.304	941.517.607
		<u>1.272.959.304</u>	<u>941.517.607</u>
Menos:			
Gastos directos de producción		(82.874.714)	(55.410.876)
Gastos directos de procesamiento		(144.280.453)	(127.117.356)
Otros gastos directos de operación		<u>(30.735.881)</u>	<u>(27.674.711)</u>
Utilidad bruta		1.015.068.256	731.314.664
Más/(Menos):			
Utilidades en inversiones en compañías subsidiarias		6.608.079	(1.847.020)
Otros ingresos netos operativos	17	71.096.328	90.776.285
Gastos generales y administrativos	18	(77.689.700)	(78.017.285)
Gastos de exploración	19	(96.477.517)	(105.722.344)
Castigo de inversión en pozos exploratorios no exitosos	20	(556.415.852)	(45.311.522)
Depreciación, desmantelamiento, restauración y abandono	11	(708.808.791)	(698.961.383)
Impuesto a las transacciones financieras		(1.801.633)	(1.061.618)
Impuesto a las transacciones		(49.710.219)	(39.336.559)
Otros gastos de remediación		-	-
Pérdida operativa		(398.131.049)	(148.166.782)
Ingresos (egresos):			
Intereses ganados		26.124.921	25.418.592
Intereses, comisiones y otros		(23.848.768)	(7.551.168)
Deterioro de activos/pérdida por desvalorización	11 (b)	(13.439.628)	(206.412.720)
Otros ingresos / egresos	21	(27.137.434)	(173.903.232)
Diferencia de cambio		(508.475)	5.706.907
Resultado por exposición a la inflación		<u>391.617</u>	<u>(30.161.385)</u>
Pérdida neta antes de impuesto sobre las utilidades de las empresas		(436.548.816)	(535.069.788)
Impuesto sobre las utilidades de las empresas (diferido y corriente)	2.n., 24.b. y 24.c.	<u>(7.591.971)</u>	<u>(20.951.062)</u>
Pérdida neta del ejercicio		<u>(444.140.787)</u>	<u>(556.020.850)</u>

Las notas 1 a 31 que se acompañan forman parte de este estado.


 Robert Lino
 Gerente General


 Hernán Bravo Lemaire
 Gerente de Administración y Finanzas


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

YPPB CHACO S.A.

ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO NETO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

	Capital		Reserva				Total	Reservados acumulados	Total patrimonio neto
	Capital pagado	Aporte de capital	Primo de emisión	Reserva legal	Reserva para ganancias no monetizables	Ajuste global del patrimonio			
Saldo al 31 de marzo de 2020	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.885	324.397.104	743.062.339	1.015.391.566	1.965.268.684	977.654.449	8.968.031.129
Tratamiento de los resultados acumulados y de la gestión de acuerdo con el acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 24 de julio de 2020:									
- Contribución de reserva legal	-	-	-	1.642.750	-	-	5.072	13.648.743	-
- Distribución de utilidades	-	-	-	-	-	-	-	(31.194.646)	(31.194.646)
Pérdida neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	(556.020.850)	(556.020.850)
Saldo al 31 de marzo de 2021	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.885	326.039.854	743.062.339	1.015.391.566	1.965.274.657	4.851.737.521	8.380.825.611
Tratamiento de los resultados acumulados de la gestión de acuerdo con el acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de junio de 2021:									
- Traspaso de resultados - pérdida	-	-	-	-	-	(556.020.850)	-	556.020.850	-
- Distribución de utilidades	-	-	-	-	-	-	-	169.549.062	169.549.062
Aporte de reservas patrimoniales	-	-	-	-	-	-	(1.817)	(1.817)	(1.817)
Pérdida neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	(444.140.787)	(444.140.787)
Saldo al 31 de marzo de 2022	1.609.932.000	1.530.151.902	801.969.885	326.039.854	743.062.339	459.370.716	1.965.272.840	4.311.335.189	7.867.133.945

Los datos 1 a 31 que se acompañan forman parte de este estado.

Bautista

Gerente General

Hernán Bravo Linares

Gerente de Administraciones y Negocios

Miguel Argandoña Pérez

Jefe de Contabilidad

Mat. Prof. N° 9449

YPFB CHACO S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS
AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

	Nota	2022 Bs	2021 Bs
Actividades de operación:			
Pérdida neta del ejercicio		(444.140.787)	(556.020.850)
Ajuste para conciliar el resultado neto con el efectivo neto que aportan las actividades operativas:			
Depreciación, desmantelamiento, restauración y abandono	11	708.808.791	698.961.383
Castigo de inversión en pozos exploratorios no exitosos		556.415.852	45.311.522
Pérdida por desvalorización de activos		13.439.628	206.412.720
Gastos de exploración	19	75.185.050	91.534.282
Efecto financiero por abandono de pozos		13.948.818	14.435.610
Impuestos diferidos		7.593.589	20.951.062
Utilidades en inversiones en compañías subsidiarias		(6.608.079)	1.847.020
Provisión para indemnizaciones		10.003.615	9.830.567
Previsiones para contingencias		-	-
Provisión para desvalorización de inventarios		-	-
Otras cuentas que no generan movimiento de fondos		(2.421)	(539.762)
Cambios en activos y pasivos operativos netos:			
(Aumento) Disminución en cuentas por cobrar		(65.739.848)	159.610.749
Disminución (Aumento) en otras cuentas por cobrar		97.915.384	(55.850.335)
Disminución (Aumento) de inventarios		5.566.695	(28.007.954)
Disminución (Aumento) en otros activos no corrientes		63.492.706	(59.438.005)
Aumento (Disminución) en cuentas por pagar		82.040.389	(151.791.820)
Aumento en deudas fiscales y sociales		11.174.802	17.588.005
Disminución en otras cuentas por pagar corrientes		(7.595.255)	(10.117.493)
Pago de beneficios sociales		(12.442.990)	(7.425.653)
Flujo de efectivo proveniente de actividades de operación		<u>1.109.055.939</u>	<u>397.291.048</u>
Actividades de inversión:			
Aumento en inversiones		(681.201)	(4.744.210)
Inversiones netas de activo fijo		<u>(725.508.363)</u>	<u>(347.341.063)</u>
Flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión		<u>(726.189.564)</u>	<u>(352.085.273)</u>
Actividades de financiamiento:			
Pago de dividendos		<u>(69.386.571)</u>	<u>(31.144.038)</u>
Flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento		<u>(69.386.571)</u>	<u>(31.144.038)</u>
Aumento neto en disponibilidades e inversiones corrientes		313.479.804	14.061.737
Disponibilidades e inversiones corrientes al inicio del ejercicio		1.531.185.245	1.517.123.508
Disponibilidades e inversiones corrientes al final del ejercicio	4 y 5	<u>1.844.665.049</u>	<u>1.531.185.245</u>

Las notas 1 a 31 que se acompañan forman parte de este estado.


 Robert León Lino
Gerente General


 Hernán Bravo Lemoine
Gerente de Administración y Finanzas


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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 1 – NATURALEZA, OBJETO Y ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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

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

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

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

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

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

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

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

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

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

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

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

NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

Los estados financieros de YPFB Chaco S.A. al 31 de marzo de 2022 y 2021, han sido preparados de acuerdo con normas de contabilidad generalmente aceptadas en Bolivia.

2.a. Bases de preparación de estados financieros

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

2.b. Consolidación de inversiones

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

2.c. Consideración de los efectos de la inflación

Hasta el 10 de diciembre de 2020, los estados financieros han sido preparados en términos de moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación, de conformidad con procedimientos establecidos en la Norma de Contabilidad N° 3 (revisada y modificada), aprobada por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad y disposiciones legales vigentes. Dicha norma fue revisada y modificada en septiembre de 2007, aprobada mediante Resolución N° CTNAC 01/2007 de fecha 8 de septiembre de 2007.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)

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

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

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

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

En fecha 8 de diciembre de 2020, el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad – CTNAC emitió la Resolución CTNAC 03/2020 que establece la suspensión del ajuste integral por inflación de estados financieros a partir del 11 de diciembre de 2020. La Sociedad procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del balance general y estado de ganancias y pérdidas correspondiente hasta el 10 de diciembre de 2020, en base a la variación de la UFV.

Los saldos de los estados financieros y las notas explicativas al 31 de marzo de 2021, no se encuentran reexpresados debido a la suspensión del ajuste integral mencionada en el párrafo precedente.

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

2.d. Moneda extranjera

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

2.e. Estimaciones incluidas en los estados financieros

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)

2.e. Estimaciones incluidas en los estados financieros (Cont.)

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

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

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

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

Bloque	Socios de Contratos de Riesgo Compartido	Participación de YPFB Chaco S.A. %
Planta de Compresión de Río Grande	■ YPFB Andina S.A. (Operador) – Petrobras Bolivia S.A. - Total E&P Bolivie (Sucursal Bolivia).	20
Socios de Contratos de Operación		
Nupuco (Ver Nota 25.a.3)	■ Vintage Petroleum Boliviana Ltd. – Sucursal Bolivia (Operador)	50
Bloque XX Tarija Oeste, Campo Itatú (Ver Nota 25.a.4)	■ Petrobras Bolivia S.A. (Operador) – Total E&P Bolivie (Sucursal Bolivia) – Shell Bolivia Corporation - Sucursal Bolivia.	4
Bloque Aquío (Ver Nota 25.a.5)	■ Total E&P Bolivie (Sucursal Bolivia) (Operador) – Tecpetrol de Bolivia – GP Exploración y Producción S.L. (Sucursal Bolivia).	10
Bloque Ipatí (Ver Nota 25.a.5)	■ Total E&P Bolivie (Sucursal Bolivia) (Operador) – Tecpetrol de Bolivia – GP Exploración y Producción S.L. (Sucursal Bolivia).	10
Socios de Contratos de Servicios Petroleros - Activos		
Bloque Astillero (Ver Nota 25.b.10)	■ YPFB Chaco S.A. (Operador) – Petrobras Bolivia S.A.	60
Bloque San Telmo Norte (Ver Nota 25.b.11)	■ Petrobras Bolivia S.A. (Operador)	40
Bloque Charagua (Ver Nota 25.c)	■ YPF Exploración & Producción de Hidrocarburos de Bolivia S.A. (Operador)	40
Socios de Contratos de Servicios Petroleros - En devolución		
Bloque Carohuaicho 8B (Ver Nota 25.b.5)	■ YPFB Andina S.A. (Operador).	50
Bloque Oriental (Ver Nota 25.b.6)	■ YPFB Andina S.A. (Operador).	50
Bloque Carohuaicho 8C (Ver Nota 25.b.7)	■ YPFB Chaco S.A. (Operador) – YPFB Andina S.A.	50
Bloque Iñiguazu (Ver Nota 25.b.12)	■ Repsol E&P Bolivia S.A. (Operador) – YPFB Andina S.A. – Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia – PAE E&P Bolivia Limited (Sucursal Bolivia).	13,445

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)

2.g. Disponibilidades

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

2.h. Inversiones

Las inversiones están constituidas por:

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

2.i. Inventarios

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

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

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

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

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

YPFB CHACO S.A.**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021****NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)****2.k. Activos fijos**

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

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

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

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

2.l. Deterioro de activos

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

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

2.m. Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)

2.m. Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono (Cont.)

Tomando esta base, al 31 de marzo de 2022 y 2021, la Sociedad determinó como costo total futuro por desmantelamiento, abandono de pozos y remediación ambiental un importe de Bs1.004.475.541 y Bs601.192.630 equivalentes a US\$ 144.321.198 y US\$ 86.378.251, respectivamente, para los campos productores de petróleo y gas natural. Sobre la base de este importe, la Sociedad provisiona mensualmente cierta porción a través del factor de agotamiento, considerando la producción de gas y petróleo de cada Campo productor con respecto a las reservas probadas existentes en los mismos. Al 31 de marzo de 2021 y 2020, el monto provisionado asciende a Bs550.922.349 equivalentes a US\$ 79.155.510 y Bs519.208.554 equivalentes a US\$ 74.598.930, respectivamente.

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

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

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

2.o. Provisión para indemnizaciones

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

2.p. Patrimonio neto

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

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 2 – POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS (Cont.)

2.q. Estado de ganancias y pérdidas

La Sociedad determinaba los resultados del ejercicio de acuerdo con lo requerido por la Norma de Contabilidad N° 3 (revisada y modificada) del Colegio de Auditores (Contadores Públicos) de Bolivia, reexpresando en moneda constante el valor de cada una de las líneas del estado de resultados hasta el 10 de diciembre de 2020, tal como se menciona en Nota 2.c. En la cuenta "Resultado por exposición a la inflación" se expone el resultado neto por la inflación durante el ejercicio.

2.r. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se registran sobre la base contable de devengado.

2.s. Pasivos contingentes

Para el registro de provisiones para contingencias impositivas y otras asociadas, la Sociedad adopta el siguiente criterio:

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

NOTA 3 – CONTRATOS DE OPERACIÓN FIRMADOS CON YPFB

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

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

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

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

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

En base a estos Contratos de Operación, YPFB retiene los importes relacionados a costos de transporte, compresión, regalías y participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y paga e instruye el pago directo al comprador de hidrocarburos del saldo remanente a la Sociedad. El monto neto de la comercialización de hidrocarburos es recibido por la Sociedad para cubrir los costos operativos (previamente presupuestados y aprobados por YPFB que incluyen los costos de depreciación y operativos) y la utilidad. YPFB participa de cualquier utilidad en un porcentaje predeterminado establecido por el Contrato en una tabla que es parte del Anexo F de cada Contrato.

Las principales características de los Contratos son las siguientes:

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

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

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

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

El volumen de "Line Pack" o Carga en Línea necesario para llenar el gasoducto, será valorado al precio acordado entre las partes del Contrato YPFB-PETROBRAS y será considerado por YPFB en el cálculo de la Retribución del Titular en el mes que se haga efectivo el pago correspondiente de la entrega de los respectivos volúmenes requeridos para este fin. El importe correspondiente a "Line Pack" que tiene contabilizado la Sociedad al 31 de marzo de 2022 y 2021, asciende a Bs16.299.407 (ver Nota 8).

NOTA 4 – DISPONIBILIDADES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	2022 Bs	2021 Bs
Bank of America Merrill Lynch	640.278.459	1.249.592.683
Banco Mercantil Santa Cruz S.A.	5.543.394	14.635.102
Banco Bisa S.A.	6.197.556	3.223.324
Banco de Crédito S.A.	3.957.448	17.851.780
Banco Unión S.A.	5.843.964	17.760.051
Banco Nacional de Bolivia S.A.	217.109.214	53.710.701
Caja chica	135.000	165.000
Total	879.065.035	1.356.938.641

NOTA 5 – INVERSIONES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	2022 Bs	2021 Bs
<i>Corriente:</i>		
Depósitos a plazo fijo:		
- Banco Unión S.A.	(a) 800.350.000	-
- Banco de Crédito S.A.	(a) 66.335.604	51.341.720
- Banco Bisa S.A.	(a) 98.769.438	111.028.334
- Banco Nacional de Bolivia S.A.	(a) -	11.231.874
Notas de Crédito Fiscal	144.972	644.676
Total	965.600.014	174.246.604
<i>No corriente:</i>		
Inversiones en sociedades	(b) 351.055.557	343.766.277
Otras inversiones	522.000	522.000
Total	351.577.557	344.288.277

- (a) Al 31 de marzo de 2022 y 2021, los depósitos a plazo fijo constituidos por el importe de Bs130.305.286 y Bs138.802.172, respectivamente, se encuentran garantizando la emisión de boletas de garantía para el cumplimiento de Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE's) en Áreas exploratorias, asimismo, se incluye otras inversiones en depósitos a plazo fijo por un importe de Bs835.149.756 y Bs34.799.756, respectivamente.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 5 – INVERSIONES (Cont.)

Las UTE's son obligaciones de trabajo (y su equivalencia en dinero que está normada), que el Titular debe ejecutar en las etapas exploratorias, debiendo ser garantizadas en favor de YPFB con la emisión de boletas de garantías. En caso de que el Titular incumpla con las actividades exploratorias establecidas para cada fase, deberá pagar a YPFB el valor de las UTE's no ejecutadas, constituyéndose en un incumplimiento de las inversiones mínimas estipuladas por Ley y Contrato. Los intereses devengados por cobrar a la fecha de cierre, correspondiente a estas inversiones, se exponen en el rubro de "Otras cuentas por cobrar a corto plazo".

- (b) Al 31 de marzo de 2022 y 2021, el saldo de la cuenta inversiones en sociedades consiste en el Valor Patrimonial Proporcional de:

	2022		2021	
	Participación %	Saldo Bs	Participación %	Saldo Bs
- Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo S.A. (CECBB S.A.) - inversión efectuada en fecha 31 de mayo de 2003. (iii)	99,99	307.640.671	99,99	301.847.671
- Flamagas S.A. (en liquidación) - Inversión efectuada en fecha 15 de febrero de 2008. (i) (ii).	99,00	43.414.886	99,00	41.918.606
Total		<u>351.055.557</u>		<u>343.766.277</u>

- (i) En fecha 2 de diciembre de 2016, la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Flamagas S.A., resolvió aceptar la propuesta global de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos por la compra de bienes muebles, inmuebles e inventarios de Flamagas S.A. (en liquidación) por la suma de Bs31.055.223 (con impuestos de Ley). Como resultado de este acuerdo, al 31 de marzo de 2021, Flamagas S.A. (en liquidación) mantenía una cuenta por cobrar con YPFB por Bs17.931.281 y activos disponibles para la venta por Bs10.147.347.

En fecha 6 de diciembre de 2021, YPFB pagó a Flamagas S.A. (en liquidación) un importe de Bs17.931.281, de acuerdo con el Acta de Mutuo Acuerdo suscrita entre las partes de fecha 30 de junio de 2021. La Comisión liquidadora de Flamagas S.A. (en liquidación) estima que hasta julio de 2022, se concluirá con la gestión de los trámites, que permitirán consolidar la transferencia a YPFB de los "activos disponibles para la venta".

- (ii) Por decisión de la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Flamagas S.A. en fecha 9 de diciembre de 2016, se dispuso la disolución y liquidación de esta Subsidiaria, disolución que al 31 de marzo de 2022 se encuentra en proceso. Los estados financieros de la subsidiaria, no incluyen ningún ajuste, si los hubiere, que pudieran resultar de la finalización del proceso de liquidación de la Subsidiaria Flamagas S.A.
- (iii) CECBB S.A. ha preparado un plan estratégico de continuidad de negocio con un horizonte de 5 años que le permitirá incrementar sus ingresos operativos futuros y, por lo tanto, recuperar las inversiones realizadas en activos. Dicho plan, considera los siguientes objetivos: i) generar nuevos mercados a mediano y largo plazo para la continuidad operativa de la Planta Termoeléctrica, este objetivo está relacionado con la comercialización de energía en Brasil, ii) generar estrategias para garantizar la continuidad operativa de la Planta Termoeléctrica, relacionado con mantener a CECBB en el mercado eléctrico, y iii) consolidar la cartera de servicios de CECBB, este objetivo respecto a la prestación de servicios especializados a diferentes empresas.

El retorno del valor de las inversiones realizadas en activos de CECBB depende del cumplimiento de dicho plan. Los resultados finales del plan de negocios y retorno del valor de las inversiones en activos, se conocerán una vez se concluya con la implementación y desarrollo del mismo.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 6 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

		2022 Bs	2021 Bs
<i>Corriente:</i>			
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	(a)	406.344.004	340.604.156
Total		406.344.004	340.604.156
<i>No Corriente:</i>			
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	(a)	134.957.366	134.957.366
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores	(b)	123.096.808	123.096.808
YPFB, saldo por cobrar anterior al 1ro de mayo de 2007	(c)	2.760.048	2.760.048
Petróleos Brasileiros (Petrobras) (GSA)	(c)	3.494.664	3.494.664
Vintage Petroleum Boliviana Ltd. (Sucursal Bolivia)	(c)	1.334.014	1.334.014
(-) Previsión para incobrables		(130.685.534)	(130.685.534)
Total		134.957.366	134.957.366

- (a) El saldo por cobrar por Retribución al Titular (RT) al 31 de marzo de 2022, por un total de Bs541.301.370 (2021: Bs475.561.522), está conformado por saldos facturados por Bs207.186.254 (2021: Bs260.095.964) e importes devengados por facturar por Bs334.115.116 (2021: Bs215.465.558), en espera de la información necesaria para proceder con su facturación (últimos dos meses de cada periodo fiscal y otras estimaciones).

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

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

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

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

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

En fecha 9 de septiembre de 2011, se publica la Ley N° 169 (Ley Financial), en su Artículo 6 (Valoración de Venta de Gas Natural por Redes en el Mercado Interno) señala que, "para fines de aplicación del Artículo 56 de la Ley N° 3058 de fecha 17 de mayo de 2005, YPFB ajustará el precio interno facturado por ventas de gas natural

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 6 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES (Cont.)

distribuido por redes domiciliarias, comerciales, industriales y gas natural vehicular, hasta el precio fijado en punto de fiscalización; conforme a reglamentación". En fecha 4 de noviembre de 2011, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía emitió la Resolución Ministerial N° 437/11 que reglamenta el Artículo 6 de la Ley N° 169, que entre otros señala, que para efectos del cálculo de las Regalías y Participaciones se deben considerar las transferencias de volúmenes y energía de YPFB y sus Gerencias o Unidades Dependientes. Lo anterior supondrá una regularización de las Regalías y Participaciones al TGN con el correspondiente efecto en la Retribución al Titular.

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

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

En fecha 3 de enero de 2018, se promulga el Decreto Supremo N° 3448 en el que, en su Disposición Adicional Segunda, modifica el párrafo IV del Artículo 3 del Decreto Supremo N° 2830 con el siguiente texto: "IV. El incentivo a la producción de Petróleo Crudo de: nuevos reservorios descubiertos en Áreas de explotación, acumulaciones descubiertas no comerciales y/o Campos cerrados reactivados, y que se encontraban en etapa de evaluación a la fecha de la publicación de la Ley N° 767, se beneficiarán de un incentivo de treinta dólares por barril de petróleo crudo (30 \$us/bbl) otorgados mediante el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos – FPIEEH".

En este marco y considerando que los Campos Humberto Suarez Roca, Los Cusis, Patujusal y Patujusal Oeste son acumulaciones descubiertas no comerciales y que se encontraban en etapa de evaluación a la fecha de publicación de la Ley N° 767, YPFB Chaco S.A. presentó la documentación que acredita esta situación, a través de un análisis económico de la producción de acumulaciones de petróleo y las actividades en etapa de evaluación durante el mes diciembre de 2015 y se encuentra a la espera del pago de los incentivos desde diciembre 2017 a la fecha.

Los incentivos consignados en la legislación vigente, permiten devolver la condición de viabilidad económica a los Campos productores de petróleo crudo.

A la fecha, se están realizando las gestiones administrativas y legales necesarias para efectivizar el pago del incentivo adeudado, en razón de que en fecha 20 de marzo de 2020 la Sociedad fue notificada con la Resolución Ministerial R.J. N° 023/2020 de fecha 16 de marzo de 2020, que resuelve de manera favorable el recurso de revocatoria interpuesto por YPFB Chaco S.A. en contra de la Resolución Administrativa RARR-ANH-DJ ULSR N° 0220/2019 de fecha 16 de octubre de 2019 de la ANH, restituyendo a la compañía los derechos al debido proceso y la defensa, y otorgando la posibilidad de que YPFB subsane su evaluación preliminar e incluya dentro los incentivos a la producción de petróleo de los Campos Humberto Suarez Roca, Los Cusis, Patujusal y Patujusal Oeste, al enmarcarse plenamente a lo previsto por las normas que regulan estas compensaciones; no obstante, la ANH, incumpliendo lo anteriormente dispuesto, notificó el 19 de octubre de 2020, las Resoluciones Administrativas: RA-ANH-DJ-UPAR N° 0071/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0072/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0073/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0074/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0075/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N°

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 6 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES (Cont.)

0076/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0082/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0083/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0084/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0085/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0086/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0087/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0094/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0095/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0096/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0097/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0098/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0114/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0115/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0117/2020, RA-ANH-DJ-UPAR N° 0118/2020 y RA-ANH-DJ-UPAR N° 0120/2020, que resuelven rechazar los Recursos de Revocatoria interpuestos por YPFB Chaco S.A., razón por la cual se interpuso los correspondientes recursos jerárquicos, a fin de que se restituyan nuevamente los derechos vulnerados previamente señalados.

El 17 de junio de 2021, el Ministerio de Hidrocarburos y Energías notificó las Resoluciones Ministeriales RJH Nos. 048/2021, 047/2021, 046/2021, 045/2021, 044/2021, 043/2021, 042/2021, 041/2021, 040/2021, 039/2021, 038/2021, 037/2021, 036/2021, 035/2021, 034/2021, 033/2021, 031/2021, 030/2021, 029/2021, 028/2021, 027/2021 que dispusieron rechazar los recursos jerárquicos interpuestos; y consecuentemente, confirmar las resoluciones administrativas emitidas por la ANH.

El 3 de diciembre de 2021, se interpusieron recursos de amparo constitucional contra las resoluciones ministeriales notificadas, que a la fecha se encuentran tramitándose y se espera la realización de la Audiencia.

Dado estos antecedentes, no es posible establecer un nivel aceptable de probabilidad en la recuperación de este beneficio. En este sentido, se determinó provisionar el importe registrado en tanto no se obtenga un fallo favorable y/o el reconocimiento por parte de YPFB por un importe de Bs123.096.808, correspondiente al periodo diciembre 2017 a marzo 2021. El importe total no reconocido de incentivos por parte de YPFB de diciembre 2017 a marzo 2022 asciende a Bs154.907.455, de los cuales Bs31.810.647 corresponden al periodo comprendido entre abril de 2021 y marzo de 2022, este último periodo no registrado contablemente.

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

NOTA 7 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A CORTO PLAZO

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	2022	2021
	Bs	Bs
Saldos a favor por regalías y participaciones	8.017.086	8.017.086
Gastos pagados por anticipado	26.444.925	25.830.287
Cuentas por cobrar contratos de riesgo compartido	(a) 32.072.164	35.237.528
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas	7.481.307	7.278.090
Cuentas por cobrar servicios de O&M	(b) 41.711.303	125.243.823
Anticipo a proveedores	6.602.606	25.440.613
Otros anticipos y adelantos	115.679	76.631
Otras cuentas por cobrar	18.101.814	11.338.210
(-) Previsión para incobrables	(1.750.669)	(1.750.669)
Total	138.796.215	236.711.599

YFPB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 7 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A CORTO PLAZO (Cont.)

- (a) Al 31 de marzo de 2022 y 2021, incluye anticipos a proveedores de los Bloques Aquío e Ipati por Bs3.103.307, ver Nota 25.a.5.
- (b) Cuentas por cobrar por el Servicio de Operación y Mantenimiento de la Planta de Separación de Líquidos Carlos Villegas Quiroga y de la Planta de Gas La Vertiente (ver Notas 25.d. y 25.e.).

NOTA 8 – INVENTARIOS

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	2022 Bs	2021 Bs
<i>Corriente:</i>		
Petróleo crudo y GLP	6.726.588	7.196.193
<i>No Corriente:</i>		
Materiales controlables (*)	203.239.109	209.707.587
Materiales no controlables (*)	11.962.627	10.591.239
Line Pack (Ver Nota 3.5)	16.299.407	16.299.407
Total	231.501.143	236.598.233

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

NOTA 9 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO

Al 31 de marzo de 2022 y 2021, el saldo de esta cuenta que asciende a Bs477.600.713, se encontraba conformado por dos préstamos a favor de la subsidiaria Compañía Eléctrica Central Buló Buló S.A., uno de ellos fue otorgado por YFPB Chaco S.A. en el mes de julio 2012, a un plazo de 16 años con un interés de 2,5% el primer año y 10,6% para los siguientes años. En fecha 2 de mayo y 4 de julio de 2013, la Sociedad suscribió la primera y segunda Adenda al Contrato. La segunda Adenda establece que el préstamo para la ejecución del Proyecto de Ampliación de la Central Termoeléctrica Buló Buló y capital de operaciones por un total de US\$ 43.350.000, tendrá una tasa del 1% anual y 17 años de plazo, que incluye dos años de gracia para el pago de capital e intereses a partir de la fecha de suscripción de la segunda adenda.

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 10 – OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

		2022 Bs	2021 Bs
Fideicomiso para abandono de campos	(a)	363.566.874	343.793.135
Otros activos no corrientes	(b)	17.607.815	100.874.260
Total		<u>381.174.689</u>	<u>444.667.395</u>

- (a) Corresponde a la Cuenta de Abandono establecida en el Contrato de Operación suscrito el 28 de octubre de 2006, mencionado en las Notas 3.5, 25.a.1 y 25.a.3, que establece que una vez fueran producidas el sesenta por ciento (60%) de las reservas de un Campo (de los Contratos de Operación Chaco Áreas varias y Ñupuco), el Titular transferirá los Fondos previsionados a la cuenta de Abandono, los cuales serán Costos Recuperables a partir de ese momento.
- (b) Al 31 de marzo de 2022 y 2021, se incluyen Bs5.122.860 equivalentes a US\$ 736.043 y Bs88.318.157 equivalentes a US\$ 12.689.390, respectivamente, que corresponden a pagos realizados por aportes relacionados con la participación de YPFB Chaco S.A. en el Bloque de exploración Charagua, que al 31 de marzo de 2022 se encuentra pendiente de conciliación con el Socio Operador (Ver Nota 25.c.).

NOTA 11 – ACTIVO FIJO

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	2022		2021	
	Valor origen Bs	Depreciación acumulada Bs	Valor neto Bs	Valor neto Bs
Terrenos	9.811.156	-	9.811.156	9.811.156
Edificios	187.473.684	(169.643.009)	17.830.675	14.886.237
Plantas y equipos de procesamiento (b)	5.415.275.020	(4.571.644.223)	843.630.797	823.326.615
Inversión en pozos (b)	14.081.917.773	(11.387.202.863)	2.694.714.910	2.939.931.594
Líneas y equipos de campo (b)	1.837.134.285	(1.389.285.656)	447.848.629	536.246.544
Concesiones - Planta de compresión Río Grande y Ducto menor Carrasco-Bulo Bulo (b)	267.944.492	(222.999.866)	44.944.626	46.759.571
Proyectos en curso (a)				
- Exploratorios	457.874.158	-	457.874.158	688.001.734
- Desarrollo y otros	171.535.271	-	171.535.271	244.896.688
Otros activos fijos	354.529.942	(335.060.037)	19.469.905	14.375.366
Saldos al 31 de marzo de 2022	<u>22.783.495.781</u>	<u>(18.075.835.654)</u>	<u>4.707.660.127</u>	
Saldos al 31 de marzo de 2021 (reexpresado)	<u>22.690.488.868</u>	<u>(17.372.253.363)</u>		<u>5.318.235.505</u>

La depreciación del ejercicio y la amortización de la reserva para desmantelamiento, restauración y abandono al 31 de marzo de 2022 y 2021 ascienden a Bs708.808.791 y Bs698.961.383, respectivamente, fueron cargadas a los resultados del ejercicio.

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 11 – ACTIVO FIJO (Cont.)

- (a) El saldo de proyectos en curso corresponden a costos acumulados de inversiones en exploración y desarrollo, que incluye proyectos exploratorios, de perforación exploratoria y/o de desarrollo, además de la construcción e instalación en curso de facilidades de superficie como plantas y líneas. Una vez determinada la existencia o inexistencia de reservas comerciales de hidrocarburos, en el caso de inversión exploratoria, la Sociedad procederá a capitalizar o castigar estos costos, de acuerdo con la política contable indicada en la Nota 2.j. La capitalización de los costos exploratorios está sujeta a la factibilidad técnica y viabilidad comercial de la extracción de los recursos de cada Contrato de Servicio Petrolero, como Unidad Generadora de Efectivo.

El saldo de inversión en pozos como proyectos en curso al 31 de marzo de 2022 y 2021, contempla el castigo de la inversión del pozo exploratorio COL-X10 por Bs38.445.735 y Bs45.311.522, respectivamente. En la gestión 2020 se castigó el tramo de 2.900 a 4.360 metros de profundidad el cual fue abandonado independientemente de los estudios de estratigrafía, análisis de facies (rocas sedimentarias o metamórficas con características determinadas) y el estudio de la geomecánica regional ejecutados en la gestión 2021, para definir la realización de un Side-Track (perforación direccional) a este nivel. Los estudios finalizaron en febrero de 2022, concluyendo que debido a las pobres condiciones petrofísicas de la Arenisca Guanacos en la parte norte de la estructura de Colorado, no se recomienda la perforación del pozo COL-X10D ST, ocasionando el castigo del tramo hasta 2.900 metros.

Asimismo, el referido saldo de la inversión en pozos como proyectos en curso al 31 de marzo de 2022, considera el castigo de la inversión del pozo exploratorio San Miguel y sus Side Track (SMG-X2 ST2, SMG-X2 ST3, SMG-X2 ST4 y SMG-X2 ST5) por un importe de Bs532.818.285, después del resultado negativo de la prueba DST (Drill Stem Test – prueba de perforación que se realiza con la sarta de perforación) que concluye que el reservorio Roboré se encuentra saturado por agua de formación, factor que determina el abandono definitivo del pozo y la correspondiente devolución del área y terminación del contrato.

El total de los castigos de inversiones realizadas en los pozos exploratorios, incluyendo los castigos contabilizados en gastos de exploración (ver nota 19), correspondientes a los ejercicios concluidos el 31 de marzo de 2022 y 2021, ascienden a Bs631.377.094 y Bs136.845.804, respectivamente, los cuales fueron contabilizados contra cuentas de resultados.

- (b) Considerando lo establecido en la Norma de Contabilidad No. 9 y la Norma Internacional de Contabilidad No. 36, reflejados en la política contable de la Sociedad (nota 2.I), la Sociedad realiza anualmente la evaluación del valor recuperable de los activos, estimando los ingresos futuros probables, para lo cual utiliza el método de Flujos de Caja Descontados a efectos de comparar este valor con el valor neto en libros de los activos.

Al 31 de marzo de 2021, el valor presente de los activos vinculados al upstream se han visto impactados por la disminución del precio internacional del petróleo y las perspectivas del mercado en el sector, ocasionados en gran medida por la crisis que originó la pandemia del COVID-19 y sus impactos en el corto plazo.

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

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

YPFB CHACO S.A.**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021****NOTA 11 – ACTIVO FIJO (Cont.)**

Como resultado de la comparación del valor presente de los flujos de caja proyectados con relación a los valores en libros de los activos fijos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, se determinó una pérdida por desvalorización de los activos fijos por un valor de Bs13.439.628 y Bs206.412.720, respectivamente. El ajuste afectó el valor neto de los activos mostrados a continuación y el estado de ganancias y pérdidas de las gestiones 2022 y 2021.

	<u>2022</u> Bs	<u>2021</u> Bs
Planta y equipos de procesamiento	-	71.978.924
Inversiones en pozos	13.439.628	47.848.356
Líneas y equipos de campo	-	36.522.160
Concesiones – Planta de compresión Río Grande y ducto	-	50.063.280
Total	<u>13.439.628</u>	<u>206.412.720</u>

NOTA 12 – CUENTAS POR PAGAR

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

		<u>2022</u> Bs	<u>2021</u> Bs
Cuentas por pagar comerciales	(a)	65.794.979	55.022.633
Provisiones estimadas	(b)	165.040.943	93.772.900
Total		<u>230.835.922</u>	<u>148.795.533</u>

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

NOTA 13 – DEUDAS FISCALES Y SOCIALES

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	<u>2022</u> Bs	<u>2021</u> Bs
IVA débito fiscal	36.825.200	24.162.434
Impuesto a las transacciones	13.390.231	12.986.605
Aportes a la seguridad social	2.296.214	2.660.615
Beneficios sociales y otros	3.509.177	5.036.366
Total	<u>56.020.822</u>	<u>44.846.020</u>

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 14 – OTRAS CUENTAS POR PAGAR

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	<u>2022</u> Bs	<u>2021</u> Bs
Cuentas por pagar - empresas relacionadas YPFB	9.890.466	10.291.496
Cuentas por pagar – No operadas	-	5.984.023
Retenciones a proveedores	3.614.606	2.134.339
Take or pay	5.906.830	8.648.579
Otras cuentas por pagar	<u>6.940.616</u>	<u>6.889.336</u>
Total	<u>26.352.518</u>	<u>33.947.773</u>

NOTA 15 – CAPITAL PAGADO

El capital autorizado de la Sociedad es de Bs3.219.864.000. El capital suscrito y pagado al 31 de marzo de 2022 y 2021 asciende a Bs1.609.932.000 dividido en 16.099.320 acciones con un valor nominal de Bs100 cada una.

El Valor Patrimonial Proporcional de cada acción (patrimonio neto dividido entre cantidad de acciones en circulación) al 31 de marzo de 2022 y 2021 asciende a Bs488,66 y Bs520,57, respectivamente.

NOTA 16 – RESERVAS Y OTRAS CUENTAS DEL PATRIMONIO

16.a. Ajuste de capital

El saldo de esta cuenta que al 31 de marzo de 2022 y 2021, asciende a Bs1.530.151.902, corresponde al ajuste por inflación de la cuenta de "Capital Pagado", y sólo puede utilizarse para incrementar el capital pagado.

16.b. Prima de emisión

El 10 de abril de 1997, Amoco Netherlands Petroleum Company pagó US\$ 306.667.001 por 8.049.660 acciones de Chaco S.A.M. que tenían un valor nominal de Bs100 cada una. Al 31 de marzo de 2022 y 2021, el mayor valor pagado por Amoco Netherlands Petroleum Company con relación al valor nominal de las acciones asciende a Bs801.969.085 y constituye una reserva especial denominada "Prima de emisión".

16.c. Reserva legal

De acuerdo con el Código de Comercio y los Estatutos de la Sociedad, de la ganancia neta de la gestión debe destinarse el cinco por ciento (5%) a la Reserva Legal, hasta alcanzar el cincuenta por ciento (50%) del capital pagado. Al 31 de marzo de 2022 y 2021, el saldo de esta reserva asciende a Bs326.039.874.

16.d. Reserva para ganancias no monetizables

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 16 – RESERVAS Y OTRAS CUENTAS DEL PATRIMONIO (Cont.)

16.e. Ajuste global del patrimonio

El saldo de esta cuenta, que al 31 de marzo de 2022 y 2021, asciende a Bs459.370.716 y Bs1.015.391.566, respectivamente, pasa a formar parte de las cuentas de reservas del Estado de Evolución del Patrimonio Neto. En fecha 30 de junio de 2021, la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad dispuso absorber pérdidas acumuladas mediante la utilización de esta reserva por un importe de Bs556.020.850.

16.f. Ajuste de reservas patrimoniales

Al 31 de marzo de 2022 y 2021, el saldo de esta cuenta asciende a Bs1.965.272.840 y Bs1.965.274.657, respectivamente, que corresponde al ajuste por inflación de las cuentas de "Prima de emisión", "Reserva legal", "Reserva para ganancias no monetizables" y "Ajuste global del patrimonio", el saldo puede utilizarse para incrementar el capital pagado o absorber pérdidas acumuladas.

Hasta el 31 de marzo de 2007, el ajuste por inflación de la Prima de emisión, Reserva legal y el Ajuste global del patrimonio se registraban en la cuenta "Ajuste global del patrimonio". A partir de la vigencia de la Norma Contable N° 3 Revisada y modificada en septiembre de 2007 y la Resolución N° CTNAC 01/2008 de fecha 12 de enero de 2008, el ajuste por inflación de las cuentas antes mencionadas se registra en la cuenta "Ajuste de reservas patrimoniales" en función de la variación en la cotización oficial de la UFV de acuerdo a lo indicado en Nota 2.c.

NOTA 17 – OTROS INGRESOS NETOS OPERATIVOS

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	2022 Bs	2021 Bs
Ingresos netos de la Planta de Compresión Río Grande – Participación 20%	9.240.714	8.404.850
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores	-	35.210.823
Ingresos netos operativos servicios de O&M	52.999.255	42.631.648
Otros ingresos netos (*)	8.856.359	4.528.964
Total	<u>71.096.328</u>	<u>90.776.285</u>

(*) El saldo al 31 de marzo de 2022 y 2021, incluye principalmente los ingresos por el procesamiento de gas de campos de terceros en la Planta Vuelta Grande.

NOTA 18 – GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	2022 Bs	2021 Bs
Gastos generales y administrativos (antes de asignaciones)	119.880.351	114.689.895
Gastos generales asignados a exploración	(7.788.566)	(4.174.510)
Gastos generales asignados a inversión de capital	(34.402.085)	(32.498.100)
Total	<u>77.689.700</u>	<u>78.017.285</u>

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 18 – GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS (Cont.)

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

NOTA 19 – GASTOS DE EXPLORACIÓN

El saldo de gastos de exploración al 31 de marzo de 2022 por Bs96.477.517, incluye el castigo de los proyectos exploratorios en curso, acumulados como inversión en las Áreas Isarsama por Bs46.412.865, San Miguel por Bs25.251.944 e Iñigüazu por Bs3.296.433. Áreas sobre las que se notificó a YPFB su devolución. Además se incluyen los gastos de patentes en áreas exploratorias y otros gastos exploratorios menores de estudios.

Por otra parte, el saldo de gastos de exploración al 31 de marzo de 2021 por Bs105.722.344, incluye el castigo de los proyectos exploratorios en curso, acumulados como inversión a esa fecha en el Área Carohuaicho 8C por Bs91.534.282. Área que ha sido devuelta a YPFB y el contrato terminado formalmente. Además se incluyen los gastos de patentes en áreas exploratorias y otros gastos exploratorios menores de estudios.

NOTA 20 – CASTIGO DE INVERSIÓN EN POZOS EXPLORATORIOS NO EXITOSOS

Al 31 de marzo de 2022, se cargó al gasto el importe de Bs556.415.852, importe que incluye el castigo de los pozos exploratorios no exitosos de San Miguel y sus distintos Sidetrack por Bs517.206.038, y el castigo del tramo 0-2900 metros del pozo COL-X10 por un importe de Bs38.445.735 y otros cargos menores. Al 31 de marzo de 2021, se cargó al gasto el importe de Bs45.311.522, correspondiente al castigo del tramo 2900-4360 metros del pozo exploratorio COL-X10.

NOTA 21 – OTROS INGRESOS / (EGRESOS)

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

		2022 Bs	2021 Bs
UTE(s) no ejecutadas - comprometidas por fase exploratoria	(a)	(25.911.247)	(49.908.024)
Incumplimiento de acuerdos de entrega - Contrato ENARSA		(4.828.799)	-
Otros (egresos) ingresos extraordinarios	(b)	3.602.612	(123.861.004)
Otros		-	(134.204)
Total		<u>(27.137.434)</u>	<u>(173.903.232)</u>
(a)	Corresponde a la provisión de Unidades de Trabajo para Exploración no ejecutadas y comprometidas por Fase Exploratoria, en los distintos Contratos de Servicios Petroleros vigentes.		
(b)	Al 31 de marzo de 2021, corresponde a la provisión por incobrabilidad de los incentivos a la producción de petróleo de campos menores (Ver Nota 6.b), neto de la reversión de provisión para contingencias laborales.		

NOTA 22 – POSICION EN MONEDA EXTRANJERA

Al 31 de marzo 2022 y 2021, la posición en moneda extranjera de la Sociedad es la siguiente:

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 22 – POSICION EN MONEDA EXTRANJERA (Cont.)

	2022		2021	
	Bs	US\$	Bs	US\$
Activo				
Disponibilidades	653.923.362	93.954.506	1.322.346.764	189.992.351
Inversiones	894.886.933	128.575.709	162.370.054	23.329.031
Cuentas por cobrar comerciales a corto plazo	406.344.004	58.382.759	340.604.156	48.937.379
Otras cuentas por cobrar a corto plazo	73.473.402	10.556.523	157.727.242	22.661.960
Cuentas por cobrar comerciales a largo plazo	134.957.366	19.390.426	134.957.366	19.390.426
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	477.600.713	68.620.792	477.600.713	68.620.792
Otros activos no corrientes	363.566.874	52.236.620	343.793.135	49.395.565
Posición activa	3.004.752.654	431.717.335	2.939.399.430	422.327.504
Pasivo				
Cuentas por pagar	225.938.791	32.462.470	125.421.030	18.020.263
Otras cuentas por pagar	26.352.518	3.786.281	33.947.773	4.877.554
Reserva para desmantelamiento, restauración y abandono	550.922.349	79.155.510	519.208.554	74.598.930
Posición pasiva	803.213.658	115.404.261	678.577.357	97.496.747
Posición neta activa	2.201.538.996	316.313.074	2.260.822.073	324.830.757

NOTA 23 – CUENTAS CON EMPRESAS RELACIONADAS

La composición del rubro al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

	2022 Bs	2021 Bs
Cuentas por cobrar:		
Retribución al Titular – YPFB – Nota 6	541.301.370	475.561.522
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores – YPFB – Nota 6	123.096.808	123.096.808
(-) Previsión para incobrables – Nota 6	(123.096.808)	(123.096.808)
Saldo por cobrar anterior al 1ro de mayo de 2007 – YPFB – Nota 6	2.760.048	2.760.048
(-) Previsión para incobrables – Nota 6	(2.760.048)	(2.760.048)
Servicios de O&M - YPFB - Nota 7	41.711.303	125.243.823
Total cuentas por cobrar a empresas relacionadas	583.012.673	600.805.345
Cuentas por pagar:		
Empresas relacionadas – YPFB – Nota 14	9.890.466	10.291.496
Take or pay – YPFB – Nota 14	5.906.830	8.648.579
Total cuentas por pagar a empresas relacionadas	15.797.296	18.940.075
Ingresos:		
Ingresos por Retribución al Titular – YPFB	1.272.959.304	941.517.607
Total ingresos obtenidos de empresas relacionadas	1.272.959.304	941.517.607

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 23 – CUENTAS CON EMPRESAS RELACIONADAS (Cont.)

	2022 Bs	2021 Bs
Otros ingresos (gastos):		
Materiales y suministros – YPFB	217.751	32.560
Patentes – YPFB	(17.861.378)	(18.690.180)
Participaciones en las regalías – YPFB	(6.845.272)	(3.520.308)
Pérdidas en ductos	(154.118)	(123.883)
Ingresos netos operativos servicios de O&M – YPFB - Nota 17	52.999.255	42.631.648
UTE (s) no ejecutadas – comprometidas por fase exploratoria – YPFB – Nota 21	(25.911.247)	(49.908.024)
Incentivo a la producción de petróleo por campos menores – YPFB – Nota 17	-	35.210.823
Total otros ingresos netos de empresas relacionadas	<u>2.444.991</u>	<u>5.632.636</u>

NOTA 24 – ASPECTOS IMPOSITIVOS

24.a. Regalías, participaciones e IDH

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

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

Al 31 de marzo de 2022 y 2021, el impuesto diferido activo por Bs109.652.214 y Bs128.565.799, respectivamente, surge de aplicar la tasa del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas del 25% sobre la pérdida impositiva que se estima utilizar a dichas fechas.

Los saldos por impuesto diferido pasivo al 31 de marzo de 2022 y 2021, por Bs27.269.929 y Bs38.589.925, respectivamente, surgen principalmente de aplicar la tasa vigente del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas del 25% a la diferencia entre las tasas de depreciación contable e impositiva de los activos, que generan un pasivo por impuesto diferido.

Al 31 de marzo de 2022 y 2021 se registró en el Estado de Ganancias y Pérdidas, pérdidas netas por Bs7.591.971 y por Bs20.951.062, en concepto de Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas diferido.

24.c. Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas - Corriente

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

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

Al 31 de marzo de 2022 y 2021, la Sociedad ha determinado una pérdida tributaria, por lo que no se determinaron cargos por este impuesto.

YPFB CHACO S.A.**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021****NOTA 25 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD****25.a. Contratos de Operación**

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

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

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

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

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

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

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

25.b.2 Área San Miguel, aprobado mediante Ley N° 470 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).

En fecha 5 de abril de 2022 y después de realizar la perforación de los pozos SMG-X2 ST2, SMG-X2 ST3, SMG-X2 ST4 y SMG-X2 ST5 en el Área San Miguel, se procede a comunicar formalmente a YPFB la devolución de la totalidad del Área, en vista que las pruebas de formación mostraron que el reservorio Roboré no cuenta con las condiciones técnicas que permitan su explotación.

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

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

En fecha 24 de diciembre de 2014, se suscribieron tres (3) Contratos de Servicios Petroleros con YPFB para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB, los cuales entraron en vigencia el 13 de julio de 2015, fecha de su protocolización. Estos Contratos fueron aprobados mediante Leyes en fecha 9 de abril de 2015 y corresponden a las siguientes Áreas:

25.b.4 Área Carohuaicho 8A, aprobado mediante Ley N° 670 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).

En fecha 29 de enero de 2020, YPFB Chaco S.A. comunica formalmente a YPFB la devolución del Área Carohuaicho 8A, proyecto exploratorio que se encontraba en Fase 2 y que ante su inviabilidad técnica - económica se determinó su devolución y terminación de Contrato en concordancia con lo establecido por el Artículo 41 de la Ley N° 3058. En fecha 18 de agosto de 2020, YPFB comunica formalmente la aprobación de la devolución total del área por renuncia voluntaria del Titular.

25.b.5 Área Carohuaicho 8B, aprobado mediante Ley N° 671 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (50%) y YPFB Andina S.A. - Operador. (50%).

En fecha 7 de mayo de 2020, YPFB Andina S.A. Operador del Bloque Carohuaicho 8B, comunica formalmente a YPFB en el marco del Artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y Subcláusulas 6.3 y 6.6 del Contrato de Servicios Petroleros, la decisión de devolver el Área, debido a que no existen las condiciones técnico-económicas para pasar a la Fase 3 y continuar con el desarrollo de Operaciones de Exploración en el Área Carohuaicho 8B. En fecha 19 de agosto de 2020, YPFB comunica formalmente la aceptación de la devolución total del área y terminación del contrato de Servicios Petroleros correspondiente a este contrato, con fecha efectiva a partir de su notificación.

25.b.6 Área Oriental, aprobado mediante Ley N° 672 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (50%) y YPFB Andina S.A. - Operador (50%).

En fecha 11 de junio de 2018, YPFB Andina S.A. Operador del Área Oriental, comunica formalmente a YPFB la decisión de no ingresar a la Fase 2 del Periodo Inicial de Exploración y procede a la devolución total del Área y terminación del Contrato de Servicios Petroleros en el marco del Artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos N°

YPFB CHACO S.A.**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021****NOTA 25 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)****25.b. Contratos de Servicios Petroleros para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB (Cont.)**

3058, debido a que no existen las condiciones técnicas – económicas para continuar con la exploración de esta Área. En fecha 15 de octubre de 2018, YPFB comunica formalmente la aceptación de la devolución total del área y terminación del contrato de Servicios Petroleros correspondiente a este contrato, con fecha efectiva a partir del 12 de julio de 2018.

En fecha 10 de agosto de 2015, se suscribió un (1) Contrato de Servicios Petroleros con YPFB para la exploración y explotación de Áreas reservadas a favor de YPFB, el cual entró en vigencia el 21 de enero de 2016, fecha de su protocolización. Este Contrato fue aprobado mediante Ley en fecha 27 de noviembre de 2015 y corresponde a la siguiente Área:

25.b.7 Área Carohuaicho 8C, aprobado mediante Ley N° 762 - suscrito con YPFB Chaco S.A. – Operador (50%) y YPFB Andina S.A. (50%).

En fecha 10 de septiembre de 2020, YPFB Chaco S.A. comunica formalmente a YPFB la devolución total del Contrato de Servicios Petroleros –Área Carohuaicho 8C, proyecto exploratorio que se encontraba en Fase 2 y que ante su inviabilidad técnica – económica para pasar a la siguiente fase, se determina su devolución y terminación de Contrato en concordancia con lo establecido por el Artículo 41 de la Ley N° 3058 y la sub-cláusula 6.3 del CSP. En fecha 15 de enero de 2021, YPFB comunica formalmente la aceptación de la devolución total del área Carohuaicho 8C y terminación del contrato de Servicios Petroleros, con fecha efectiva al 31 de diciembre de 2020.

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

25.b.8 Área Agüarague Centro, aprobado mediante Ley N° 957 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).**25.b.9 Área Itacaray, aprobado mediante Ley N° 958 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (100%).**

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

25.b.10 Área Astillero, aprobado mediante Ley N° 1050 - suscrito con YPFB Chaco S.A. - Operador (60%) y Petrobras Bolivia S.A. (40%).

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

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

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

dispuesto en la cláusula 21.3 del Contrato de Servicios Petroleros, que impide el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el referido Contrato, en fecha 11 de diciembre de 2020 YPFB comunica su aprobación a la Fuerza Mayor para el área de contrato Astillero hasta que el SERNAP proceda con la autorización del ingreso a la Reserva Nacional de Flora y Fauna de Tariquía.

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

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

25.b.11 Área San Telmo Norte, aprobado mediante Ley N° 1049 - suscrito con YPFB Chaco S.A. (40%) y Petrobras Bolivia S.A. - Operador (60%).

En fechas 12 de febrero, 3 de mayo y 27 de agosto de 2019, Petrobras Bolivia S.A. operador del Área San Telmo Norte con notas PEB 0034/2019, PEB 0073/2019 y PEB 0144/2019, declaró Fuerza Mayor, por el impedimento para iniciar las actividades programadas en el área, debido a los continuos bloqueos de los comunarios de las localidades que se encuentran fuera del Área de influencia directa del proyecto (Pampa Redonda, Ch'ajlla y Loma Alta). En fecha 10 de mayo de 2019, YPFB aprobó la primera fuerza mayor para el periodo comprendido entre 30 de octubre de 2018 hasta el 26 de febrero de 2019, y posteriormente en fecha 25 de octubre de 2019, aprobó la segunda fuerza mayor a partir del 28 de junio de 2019, la cual a la fecha aún se mantiene en vigencia.

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

25.b.12 Área Iñiguazu, aprobado mediante Ley N° 1081 suscrito con YPFB Andina S.A. (46,555%) – YPFB Chaco S.A. (13,445%) – Repsol E&P Bolivia S.A. – Operador (15%) – Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia (15%) y PAE E&P Bolivia Limited (Sucursal Bolivia) (10%).

En reunión de OPCOM en noviembre de 2021 los Socios del Área Iñiguazu decidieron no pasar a la Fase 2 del periodo Exploratorio, a tal efecto y considerando que la Fase 1 del periodo Exploratorio concluirá recién el 25 de agosto del 2022, se está a la espera de la conclusión de dicha Fase, para que el Operador del Contrato comunique la decisión del Titular formalizando ante YPFB la devolución total del área y terminación del contrato.

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

YPFB CHACO S.A.**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021****NOTA 25 – PRINCIPALES CONTRATOS FIRMADOS POR LA SOCIEDAD (Cont.)****25.c. Acuerdos de Cesión de Participación**

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

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

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

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

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

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

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

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

Mediante Contratos Modificatorios N° 2 y N° 3, se amplía el alcance del servicio y su vigencia hasta el 31 de mayo de 2021.

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

YPFB CHACO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 26 – PRINCIPALES RECLAMOS Y LITIGIOS

Al 31 de marzo de 2022 y 2021, existían las siguientes reclamaciones y litigios:

26.a. Campo Ñupuco

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

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

26.b. Litigios

26.b.1 Litigios Laborales

Acorde a la política de pasivos contingentes de la Sociedad, al 31 de marzo de 2022 y 2021 se provisionó Bs883.556 y Bs4.486.168, respectivamente, para cubrir posibles contingencias laborales con calificación de probable, de acuerdo a lo descrito en la nota 2.s. Asimismo, existen otros procesos laborales interpuestos por ex-funcionarios de la empresa por un importe de Bs2.436.346 y Bs3.460.900, respectivamente, procesos que de acuerdo al criterio del asesor legal de la Sociedad tienen la calificación de ocurrencia probable.

26.b.2 Otros Litigios

Por otra parte, existe el reclamo del propietario de un predio por supuestos daños ocasionados, dentro del cual, el juez de la causa instruyó la retención de fondos por un importe Bs7.516.800, proceso penal que al 31 de marzo de 2022 se encuentra en etapa de juicio oral, que de acuerdo al criterio del asesor legal de la Sociedad tiene la calificación de ocurrencia posible. El importe retenido se expone en el rubro "Otros activos no corrientes".

NOTA 27 – MARCO LEGAL VIGENTE

En fecha 26 de diciembre de 2013, fue promulgada la Ley N° 466 – Ley de la Empresa Pública, la cual tiene por objeto establecer: i) el régimen de las empresas públicas del nivel central del Estado, ii) constituir el Consejo Superior Estratégico de las Empresas Públicas (COSEP), y iii) disposiciones particulares para las empresas públicas de carácter estratégico, bajo las cuatro tipologías definidas.

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

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

En fecha 20 de diciembre de 2017, fue promulgada la Ley N° 1006 que aprueba el Presupuesto General del Estado para la gestión 2018, misma que en su Artículo 12 ha dispuesto que todas las empresas filiales y/o subsidiarias de YPFB, que administren recursos del Estado para su inversión, operación y/o funcionamiento, así

YPFB CHACO S.A.**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021****NOTA 27 – MARCO LEGAL VIGENTE (Cont.)**

como sus dependientes, se encuentran sujetos al ejercicio del control externo posterior y/o supervisión por parte de la Contraloría General del Estado, conforme a los Artículos 213 y 217 de la Constitución Política del Estado, siendo aplicable la Ley N° 1178 de fecha 20 de julio de 1990 de Administración y Control Gubernamentales, únicamente con relación al régimen de responsabilidades y sanciones. Asimismo, el párrafo II del referido Artículo 12 establece que el ejercicio del control externo posterior y/o supervisión por parte de la Contraloría General del Estado, será realizado de acuerdo a la normativa reglamentaria que emita, utilizando para el efecto la norma propia de la empresa, sin afectar la naturaleza institucional de las empresas filiales y/o subsidiarias.

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

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

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

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

Este acuerdo establece principalmente lo siguiente:

- PAE acepta como pronta, adecuada, efectiva y a su entera satisfacción, la indemnización por la nacionalización de sus inversiones, que indirectamente poseía en la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A), a través de Amoco Bolivia Gas & Oil AB y la participación directa o indirecta que la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A), tenga en otras compañías, sean subsidiarias o filiales.
- PAE acuerda terminar de forma expresa, voluntaria, absoluta y definitiva el procedimiento arbitral interpuesto en contra del Estado Plurinacional de Bolivia por la nacionalización de la totalidad del paquete accionario en la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A).
- PAE reconoce que, producto de su administración de la Empresa Petrolera Chaco S.A. (hoy YPFB Chaco S.A.), surgieron pasivos contingentes hasta la fecha de la Nacionalización efectuada mediante D.S. 29888, de cuyo monto actualizado al 22 de enero de 2009, neto de provisiones contables registradas a esa fecha, asume el cincuenta por ciento (50%), conforme a su participación accionaria a través de Amoco Bolivia, cuyo monto asciende a US\$ 32.520.375 (equivalente a Bs226.341.810 al 31 de marzo de 2021), que serán depositados en un Fideicomiso aperturado en el Banco Central de Bolivia (BCB) por un plazo de 5 años, renovables, para responder por los pasivos contingentes en caso de fallos desfavorables.

YPFB CHACO S.A.**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021****NOTA 28 – CONTRATO TRANSACCIONAL SUSCRITO POR LA NACIONALIZACIÓN DE LAS ACCIONES DE YPFB CHACO S.A. (Cont.)**

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

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

El cierre del Fideicomiso se efectuará, una vez que el Banco Central de Bolivia realice la suscripción del Contrato de Cierre Operativo y Contable del Fideicomiso entre las partes. En fecha 19 de octubre de 2021 YPFB Chaco S.A. ha manifestado su conformidad respecto al Informe Final de Rendición de Cuentas del Fideicomiso y del dictamen de auditoría externa del Fideicomiso. Al 31 de marzo de 2022, el Banco Central de Bolivia continúa gestionando la firma del Contrato de Cierre Operativo y Contable del Fideicomiso.

NOTA 29 – CUENTAS DE ORDEN

El saldo de las cuentas de orden al 31 de marzo de 2022 y 2021 ascienden a Bs186.356.817 y Bs199.170.473, respectivamente. Han sido constituidas por concepto de emisión de boletas de garantía para el cumplimiento de Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE's) en Áreas exploratorias.

NOTA 30 – PANDEMIA CORONAVIRUS – COVID-19

La Sociedad comunicó a YPFB la ocurrencia de eventos constitutivos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor respecto a los Contratos de Servicios Petroleros que opera, cuando estaba impedida de realizar las actividades programadas en proyectos de inversión distribuidos por distintas zonas del territorio nacional, dada la pandemia declarada y la necesidad de precautelar la salud de los trabajadores, contratistas y comunidades. La medida declarada para los distintos proyectos, busca la reposición del tiempo impedido de realizar las actividades de inversión durante la Fuerza Mayor.

Durante la gestión 2021 continuó la emergencia sanitaria nacional causada por el coronavirus COVID-19. Sin embargo, las cuarentenas en las distintas zonas han ido flexibilizándose, en función a la evolución de los contagios y la situación de descongestionamiento del sistema de salud. Por otro lado, se iniciaron las campañas de vacunación masiva que continúan en desarrollo, que buscan generar una condición de mayor seguridad en la población en su conjunto.

Por otro lado, la actividad operativa de producción y procesamiento en instalaciones propias ha continuado sin detenimiento, con estrictas medidas de salud y bioseguridad implementadas.

YPFB CHACO S.A.

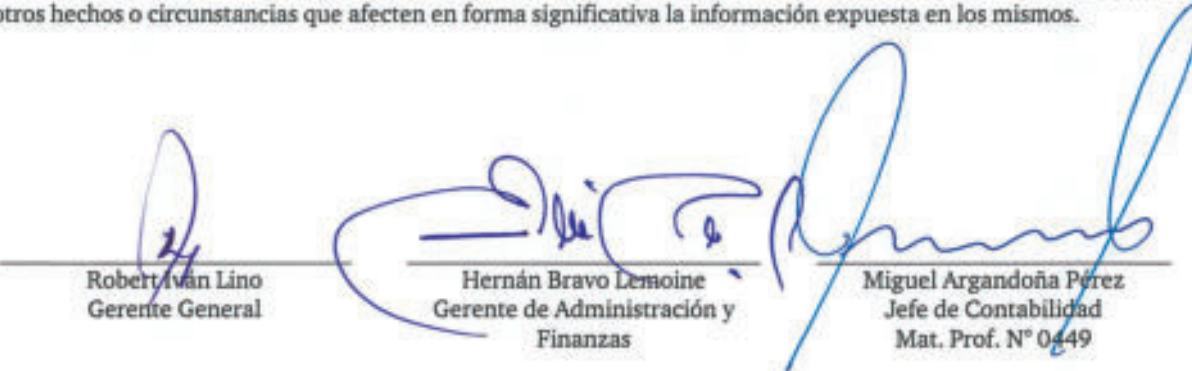
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2022 Y 2021

NOTA 31 - HECHOS POSTERIORES

En virtud de la emisión del Decreto Supremo N° 4646 de 29 de diciembre de 2021 y la Resolución Ministerial N° 183-2021 de 30 de diciembre de 2021, publicados de manera posterior a la presentación de las acciones de amparo constitucional indicadas en la Nota 6.b), que condicen con los argumentos planteados por YPFB Chaco S.A. y, por tanto, viabilizan la otorgación de incentivos a campos marginales a partir del periodo febrero de 2022, se formuló desistimiento el 26 de mayo de 2022, en razón a que los derechos reclamados fueron debidamente restituidos a partir del periodo mencionado. La Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0225/2022 de 25 de abril de 2022 emitida por la ANH aprueba la certificación de producción de febrero/2022 a efecto de determinar los volúmenes de producción de petróleo sujetos al incentivo de campos marginales previsto por la Ley N° 767 y los Decretos Supremos N° 2830 y N° 4646.

Mediante Resolución de Directorio N° 039/2022 de fecha 10 de mayo de 2022, el Directorio del Banco Central de Bolivia aprueba el Reglamento de Operaciones Financieras con el Extranjero, normativa que alcanza a las operaciones financieras con recursos invertidos en instrumentos financieros en el exterior, de forma directa o a través de fideicomisos de las sociedades comerciales con participación mayoritaria del Estado, así como a sus filiales y subsidiarias. Dicho reglamento establece que toda transferencia de divisas del extranjero a territorio nacional deberá realizarse a través del BCB, por cuyo movimiento el BCB abonará en la cuenta del titular el equivalente en moneda nacional al tipo de cambio oficial de compra. El artículo 6 del referido reglamento dispone un plazo máximo de sesenta (60) días calendario para transferir los recursos del extranjero aplicando el referido mecanismo.

Entre el 31 de marzo de 2022 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no se han producido otros hechos o circunstancias que afecten en forma significativa la información expuesta en los mismos.



Robert Ivan Lino Gerente General	Hernán Bravo Lemoine Gerente de Administración y Finanzas	Miguel Argandoña Pérez Jefe de Contabilidad Mat. Prof. N° 0449
-------------------------------------	---	--

Fotografías:

Joaquin Rodríguez Stanislao

Coordinación General:

Gerencia Administración y Finanzas

Unidad de Comunicación de YPFB Chaco S.A.

Diseño e Impresión:

Editorial del Estado Plurinacional de Bolivia

2022



Edificio Centro Empresarial Equipetrol -
Av. San Martín #1700
Zona Equipetrol Norte 6to piso
Teléfono: (591 -3) 345-3710 Casilla 6428
Santa Cruz de la Sierra – Bolivia
www.ypfbchaco.com.bo