Memoria

(Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes)

Contenido

I. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

II. CONSIDERACIONES GENERALES

III. INFORMACIÓN OPERATIVA Y FINANCIERA

IV. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

V. POLÍTICA DE REMUNERACIONES AL DIRECTORIO Y PLANES DE BONIFICACIONES E INCENTIVOS

VI. GESTIÓN DE LA SOCIEDAD Y SISTEMA DE CONTROL INTERNO

VII. CUESTIONES AMBIENTALES

VIII. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

IX. PERSPECTIVAS

X. PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

Señores Accionistas:

De conformidad con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria y los estados financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2022, que incluyen información comparativa y evolutiva correspondiente a los años 2021 y 2020 a los efectos de facilitar su entendimiento y comprensión general.

La información contenida en la presente Memoria incluye el análisis y las explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados consolidados de las operaciones, y debe ser leída en forma conjunta con los estados financieros de YPF S.A. (en adelante, indistintamente "YPF" o "la Sociedad") y sus subsidiarias (en adelante, en su conjunto el "Grupo"), junto con sus notas (en adelante, los "estados financieros"). Dichos estados financieros y sus notas se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Véase Nota 2.b.1) a los estados financieros consolidados.

I. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

Principales variables

Prácticamente la totalidad de nuestros ingresos se derivan de nuestras operaciones en Argentina y, por lo tanto, están sujetos a las condiciones macroeconómicas prevalecientes en el país. En consecuencia, los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros.

En los últimos años la economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, inestabilidad macroeconómica, devaluaciones de la moneda y altos niveles variables de inflación. En el plano externo, tras el fuerte repunte registrado en 2021 luego de la disminución de la actividad económica en 2020 como consecuencia de la pandemia generada por el brote del virus COVID-19, la economía mundial ha entrado en una etapa de desaceleración afectada por el conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania desatado en febrero de 2022. Dicho conflicto ha tenido y probablemente seguirá teniendo un impacto significativo en los precios de la mayoría de los commodities, niveles de inflación y afectación en las cadenas de suministro en general y, particularmente en el sector energético, lo que en consecuencia podría derivar en dificultades para abastecer el mercado local. En consecuencia, debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de estos eventos y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto final que este conflicto armado podría tener en la economía mundial y los mercados financieros internacionales, en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, condición financiera y resultado de nuestras operaciones.

Según el Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado por el INDEC en febrero de 2023, la actividad económica en Argentina registró una variación positiva de 5,2% para 2022 respecto a 2021.

En términos de inflación, Argentina ha enfrentado y sigue experimentando presiones inflacionarias significativas las cuales se aceleraron en el segundo y tercer trimestre de 2022. Durante 2022, tanto el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") como el Índice de Precios Internos Mayoristas ("IPIM"), elaborados por el INDEC fueron de 94,8%. Durante 2021, el incremento acumulado del IPC fue de 50,9%, mientras que el IPIM aumentó 51,3%.

En términos de balanza comercial, según los últimos datos publicados por el INDEC en el informe Intercambio Comercial Argentino, el superávit en el saldo de la cuenta comercial de Argentina ascendió a US$ 6.923 millones durante 2022, lo que representó una disminución de 53,1% con respecto a 2021, explicado por un aumento de las importaciones de 29,0% y un aumento de las exportaciones de 13,5%, en comparación con el año anterior.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 177,06 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2022, habiéndose incrementado un 72,5% desde su valor de 102,62 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2021, o un 20,3% desde su valor de 147,22 pesos por dólar al 30 de septiembre de 2022. La cotización promedio del cuarto trimestre de 2022 ascendió a 162,44 pesos por dólar y fue un 61,8% superior al promedio registrado durante el mismo período de 2021 de 100,38 pesos por dólar.

En relación con la deuda soberana, durante 2021 el Gobierno Nacional mantuvo negociaciones con el Fondo Monetario Internacional ("FMI") para refinanciar la deuda de US$ 44.000 millones tomada entre 2018 y 2019 bajo el actual Acuerdo Stand-by ("SBA" por sus siglas en inglés), con el objetivo de lograr la sostenibilidad de su deuda externa pública.

El 3 de marzo de 2022 el Gobierno Nacional y el FMI anunciaron que habían llegado a un acuerdo, que se basa en un Programa de Facilidades Extendidas ("Programa"), el cual incluye 10 revisiones a llevarse a cabo trimestralmente durante dos años y medio. El primer desembolso se efectuaría previa aprobación del Programa, a pedido del FMI, por parte del Congreso Argentino y luego por parte del Directorio del FMI. Los restantes desembolsos se efectuarán luego de cada revisión. El plazo de reembolso de cada desembolso es de 10 años, con un plazo de gracia de cuatro años y medio, iniciando en 2026 y concluyendo en 2034. El 17 de marzo de 2022 el Congreso Argentino aprobó la Ley N° 27.668, promulgada el 18 de marzo de 2022 mediante el Decreto N° 130/2022. El 25 de marzo de 2022 el Directorio del FMI aprobó un acuerdo de 30 meses en el marco del Servicio de Facilidades Extendidas ("EFF" por sus siglas en inglés) a favor de Argentina por un monto de US$ 44.000 millones, que permitía que el Gobierno Nacional reciba un desembolso inmediato de US$ 9.656 millones. El Programa tiene por objeto mejorar las finanzas públicas y empezar a reducir la inflación persistentemente elevada mediante una estrategia de varios frentes, que incluye eliminar gradualmente el financiamiento monetario del déficit fiscal y reforzar el marco de la política monetaria y cambiaria. El Programa también busca fortalecer el mercado interno de deuda en pesos, mejorar la eficacia y la transparencia del gasto público, promover la inclusión laboral y de género, y mejorar la sostenibilidad y la eficiencia de sectores clave. Durante los meses de junio, octubre y diciembre de 2022, el Directorio del FMI aprobó la primera, segunda y tercera revisión trimestral, respectivamente, de las metas establecidas en

el Programa para cada período de revisión a ser cumplidas por el Gobierno Nacional, habilitando desembolsos de US$ 4.000, US$ 3.800 y US$ 6.000 millones tras cada revisión, respectivamente. El FMI se encuentra llevando a cabo la cuarta revisión trimestral de las metas del Programa, la cual de aprobarse habilitaría un desembolso de US$ 5.400 millones.

En relación con la deuda con el Club de París, el 22 de marzo de 2022 el Gobierno Nacional llegó a un acuerdo para una nueva extensión del entendimiento alcanzado en junio de 2021, el cual incluye garantías financieras del Club de París en respaldo al Programa con el FMI, permitiéndole a la Argentina asegurar las fuentes financieras identificadas en el acuerdo con el FMI. Dichas garantías financieras establecen que, durante la vigencia de dicho Programa, Argentina realizará pagos parciales al Club de París de manera proporcional a los que efectúe a otros acreedores bilaterales, de acuerdo con los términos establecidos en el entendimiento alcanzado en junio de 2021. En mayo de 2022 el Gobierno Nacional y el Club de París llegaron a un acuerdo para diferir los pagos de deuda hasta el 30 de septiembre de 2024, para finalmente en octubre 2022 renegociar la refinanciación de la deuda mediante la extensión de los plazos y reducción de las tasas de interés.

Si bien las metas acordadas con el FMI vienen siendo cumplidas, no podemos garantizar que las condiciones y metas de los próximos trimestres continuarán siendo cumplidas por Argentina y que no afectarán la capacidad del Gobierno Nacional para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, ni podemos predecir el impacto del resultado de la implementación del Programa en la capacidad de Argentina (e indirectamente la nuestra) de acceder a los mercados de capitales internacionales. Asimismo, el impacto de cualquier medida tomada por el Gobierno Nacional en el futuro sobre la economía argentina continúa siendo incierto.

Mercado de hidrocarburos

Nuestra política de precios con respecto a la venta de combustibles contempla varios factores como los precios internacionales y locales del petróleo, los precios internacionales de productos refinados, los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, las fluctuaciones en el tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportación, los impuestos locales, márgenes domésticos para nuestros productos, entre otros. A pesar de nuestra expectativa de alinear, a través del tiempo, nuestros precios locales con los de los mercados internacionales, procurando, a su vez, mantener una relación razonable entre los precios locales de los crudos y los combustibles, sin considerar fluctuaciones de corto plazo, no podemos asegurar que otros factores críticos que también se consideran en nuestra política de precios (incluyendo, pero no limitado a, abruptos cambios en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o potenciales limitaciones legales o regulatorias, u otras limitaciones que afecten la capacidad de los mercados de enfrentar cambios abruptos de precios) no tendrán un impacto adverso en nuestra capacidad de mantener dicha relación, considerando que la volatilidad e incertidumbre en los precios internacionales del petróleo y sus derivados y las fluctuaciones en el valor del peso probablemente continuarán en el futuro próximo. Asimismo, toda vez que el incremento en la producción local de petróleo ha permitido generar saldos exportables relevantes a nivel agregado en Argentina, es posible que se torne más desafiante y/o que se registren mayores demoras para reducir las posibles distorsiones entre los precios locales y las referencias internacionales, particularmente cuando los precios internacionales del petróleo y los productos refinados sean sustancialmente superiores a sus respectivos promedios históricos.

Durante 2022 las entregas de petróleo al mercado local fueron negociadas libremente entre empresas productoras y refinadoras o comercializadoras. Cabe destacar que el conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania, suscitado en febrero de 2022, ha aumentado la volatilidad en los precios internacionales del petróleo y del gas, con el precio del barril de petróleo Brent promediando US$ 98,9 en 2022 (un incremento de 39,8% respecto del promedio de 2021), amplificando la brecha entre los precios locales e internacionales del combustible. En este contexto, los crudos locales promediaron precios más bajos respecto al precio internacional toda vez que las partes (productores y refinadores) acordaron ir ajustando los precios locales de manera gradual respecto de la fuerte evolución de los comparables internacionales, parcialmente alineados a la evolución relativa de los precios de los combustibles. Para el caso de los crudos Medanito y Escalante, los precios promedio por barril fueron de US$ 62,3 y US$ 70,9, respectivamente, para 2022, en comparación con precios promedio por barril de petróleo de US$ 53,7 y US$ 58,9, respectivamente, para 2021.

En relación con el mercado de gas natural, en línea con el objetivo de contribuir al crecimiento de la producción local de gas natural, el 14 de febrero de 2022 por medio del Decreto N° 76/2022, el Estado Nacional otorgó a Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA", o Energía Argentina S.A. o "ENARSA" desde el 1 de agosto de 2022) una concesión de transporte sobre el futuro Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, a ser construido para ampliar la capacidad de evacuación de gas natural de la cuenca Neuquina, partiendo desde la localidad de Tratayén en la Provincia de Neuquén, pasando por la localidad de Salliqueló en la Provincia de Buenos Aires, hasta las proximidades de la ciudad de San Jerónimo en la Provincia de Santa Fe. Dicho Decreto también determina, entre otros puntos, que YPF: (i) tendrá prioridad para la contratación de capacidad de transporte en cuyo caso deberá prepagar total o parcialmente el monto asociado a dichos contratos, previa aprobación del Ministerio de Economía; (ii) puede ser la cesionaria total o parcial de la titularidad de la concesión de transporte previa autorización de la Secretaría de Energía ("SE"); y (iii) podrá establecer con IEASA el esquema de colaboración técnica, de asociación, de inversión, o cualquier otra forma de participación, a los efectos de viabilizar la ejecución de los programas y/o proyectos que se financien con los fondos del artículo 7, inciso 5 de la Ley N° 27.605. Cabe destacar que la Resolución SE N° 67/2022 declaró de interés público nacional y de ejecución prioritaria la construcción del mencionado gasoducto. A partir del segundo semestre de 2022, se firmaron los contratos para la construcción de determinados tramos del gasoducto correspondientes a la primera etapa de 573 kilómetros, y se inició la licitación pública para la ingeniería básica extendida para la construcción del segundo tramo, y el montaje de obradores, aperturas de pista y acopio de cañerías para la obra de algunos tramos. Asimismo, YPF suscribió un convenio con ENARSA para la prestación de servicios de colaboración técnica.

El 4 de noviembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 730/2022, reglamentado por la Resolución SE N° 770/2022, por el que se aprueba el "Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País durante el Período 2023-2028". Para mayor información véase Nota 35.d.1) a los estados financieros consolidados.

II. CONSIDERACIONES GENERALES

Presentación de los estados financieros consolidados del Grupo YPF

Los estados financieros consolidados del Grupo se presentan sobre la base de la aplicación de las NIIF. La adopción de las mismas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por su sigla en inglés), fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") y por las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"). Las NIIF son de aplicación obligatoria para YPF, según las normas contables y las normas regulatorias antes citadas, a partir del ejercicio que se inició el 1 de enero de 2012.

La estructura de segmentos de negocio de YPF, definida teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8 "Segmentos de Operación", es la siguiente:

1. Upstream

El segmento de Upstream desarrolla todas las actividades relativas a la exploración, explotación y producción de petróleo y gas natural.

Obtiene sus ingresos por: (i) la venta del petróleo producido al segmento de Downstream y, marginalmente, por su venta a terceros; y (ii) la venta del gas natural producido al segmento de Gas y Energía.

2. Gas y Energía

El segmento de Gas y Energía obtiene sus ingresos mediante el desarrollo de las actividades relativas a: (i) el transporte de gas natural a terceros y al segmento de Downstream, y su comercialización; (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Escobar y Bahía Blanca, a través de la contratación de buques regasificadores; (iii) el acondicionamiento y procesamiento de gas natural; (iv) la distribución de gas natural; (v) la separación de gas natural; y (vi) la generación de energía eléctrica térmica convencional y energía renovable a través de sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos. Hasta el período finalizado al 30 de junio de 2020 el segmento de Gas y Energía obtuvo ingresos por el transporte y la comercialización de GNL a terceros y al segmento de Downstream.

Además del producido por la venta de gas natural a terceros e intersegmento, el que luego es reconocido como "compra" al segmento de Upstream, e incluyendo los incentivos a la producción de gas natural vigentes (ver Nota 35.d)) a los estados financieros consolidados), el segmento de Gas y Energía devenga una comisión a su favor con el segmento Upstream por realizar dicha comercialización.

Con fecha 1 de enero de 2022 ciertos activos relacionados con el transporte, acondicionamiento y procesamiento de gas natural para la separación de gasolina, propano y butano gestionados previamente por el segmento de Upstream han sido agrupados en la nueva UGE Midstream Gas dentro del segmento de Gas y Energía. Debido a que se trata de un nuevo modelo de gestión de los líquidos de gas natural no existente en ejercicios anteriores, no se ha dado efecto retroactivo a la información de segmentos de negocio. Adicionalmente, los activos transferidos y el resultado operativo no fueron significativos.

3. Downstream

El segmento de Downstream desarrolla actividades relativas a: (i) la refinación de petróleo y producción de petroquímicos, (ii) la comercialización de productos refinados y petroquímicos obtenidos de estos procesos, (iii) la logística relativa al transporte de petróleo hacia las refinerías y al transporte y distribución de los productos refinados y petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas.

Obtiene sus ingresos por la comercialización mencionada en el punto (ii) anterior, la cual se desarrolla a través de los negocios de Retail, Industria, Agro, GLP, Química, Comercio Internacional y Transporte, Lubricantes y Especialidades, y Ventas a Compañías.

Incurre en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros y del gas natural a ser consumido en los complejos industriales de refinerías y petroquímica al segmento de Gas y Energía.

4. Administración central y otros

Abarca las restantes actividades realizadas por el Grupo que no se encuadran en los segmentos antes mencionados, ni constituyen segmentos de negocio reportables comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción.

Historial de la tenencia accionaria de YPF

En enero de 1999, Repsol YPF S.A. (actualmente Repsol S.A.) ("Repsol") adquirió 52.914.700 acciones Clase A (14,99% de nuestras acciones) que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol anunció una oferta pública de adquisición para comprar todas las acciones Clase A, B, C y D en circulación ("OPA"). En virtud de la OPA, en junio de 1999, Repsol adquirió otro 82,47% de nuestro capital accionario en circulación. Repsol adquirió una participación adicional de otros accionistas minoritarios, como resultado de otras transacciones en 1999 y 2000.

Repsol fue el propietario del 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando Petersen Energía Inversora S.A.U. ("PEISA") y Petersen Energía S.A.U. ("PESA", y en conjunto con PEISA, "Petersen") adquirieron de Repsol una participación que representaba el 15,46% de nuestro capital social en la forma de american depositary shares ("ADSs").

El 3 de mayo de 2011, Petersen ejerció una opción para adquirir, de Repsol, ADSs que representaban una participación de un 10% adicional de nuestro capital social en circulación, y el 4 de mayo de 2011, Repsol aceptó dicha opción. Consecuentemente, hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol tenía una participación directa e indirecta del 57,43% de nuestro capital social, mientras que Petersen era tenedor del 25,46% del capital social en circulación de YPF en la forma de ADSs.

La Ley N° 26.741 ("Ley de Expropiación"), promulgada el 4 de mayo de 2012, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos; a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

En este marco, la Ley de Expropiación declaró la utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF representado por igual porcentaje de acciones Clase D, pertenecientes directa o indirectamente a Repsol.

Con el objeto de garantizar la continuidad en las actividades de exploración, producción, industrialización y refinación de hidrocarburos a cargo de YPF, así como su transporte, comercialización y distribución y el incremento del flujo inversor, para el adecuado abastecimiento de los combustibles necesarios para el funcionamiento de la economía nacional, la Ley de Expropiación estableció también que el Poder Ejecutivo Nacional, a través de las personas u organismos que designe, ejercería todos los derechos que las acciones sujetas a expropiación conferían, en los términos de los artículos 57 y 59 de la Ley N° 21.499.

De acuerdo con la Ley de Expropiación, las acciones sujetas a expropiación serían distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Estado Nacional y 49% para las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos ("OFEPHI").

Asimismo, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, es quien ejerce los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a las mismas, a las provincias integrantes de la OFEPHI. Dicha cesión contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a provincias integrantes de la OFEPHI en forma unificada por el plazo mínimo de 50 años a través de un pacto de sindicación de acciones. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, aún no se ha producido la cesión de acciones del Estado Nacional a las provincias integrantes de la OFEPHI.

El 25 de febrero de 2014, el entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de Argentina, informó que la República Argentina y Repsol llegaron a un acuerdo respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase D de YPF de conformidad con la Ley de Expropiación ("Acuerdo entre Repsol y Argentina"). El 27 de febrero la República Argentina y Repsol celebraron el Acuerdo entre Repsol y Argentina.

Asimismo, el 27 de febrero de 2014 YPF y Repsol celebraron un convenio por el que, principalmente, se contemplaba el desistimiento de acciones judiciales entre las partes y respecto de terceros, así como una serie de renuncias e indemnidades mutuas ("Convenio entre Repsol e YPF"). El Convenio entre Repsol e YPF entraría en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notificara a YPF que entró en vigencia el Acuerdo entre Repsol y Argentina.

El 28 de marzo de 2014, la Junta General de Accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo entre Repsol y Argentina. Por su parte, mediante la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley de Expropiación, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo entre Repsol y Argentina, por la República Argentina. La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto N° 600/2014. Por último, el 8 de mayo de 2014, YPF fue notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo entre Repsol y Argentina. Por lo tanto, a partir de esa fecha quedó perfeccionada la expropiación dispuesta por la Ley de Expropiación, y la República Argentina es definitivamente titular del 51% del capital social de YPF.

El 29 de agosto de 2020 a través del Decreto N° 706/2020, que modificó la Ley de Ministerios N° 22.520, y, entre otras disposiciones, transfirió al Ministerio de Economía las competencias en materia de elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional energética, hasta entonces asignadas al Ministerio de Desarrollo Productivo.

Asimismo, el 7 de septiembre de 2020 a través del Decreto N° 732/2020 por el que se transfirió la SE de la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo al ámbito del Ministerio de Economía. La SE tiene, entre otros objetivos, dirigir la representación en las empresas del sector energético, donde la SE posea participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria, entre las que se encuentra YPF (de acuerdo con el Decreto N° 50/2019, modificado por el Decreto N° 804/2020).

III. INFORMACIÓN OPERATIVA Y FINANCIERA

Producción de petróleo y gas

El siguiente cuadro presenta la información consolidada relativa a la producción de petróleo y de gas natural para los años finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

		Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
		2022	**2021**	**2020**
Producción de petróleo y condensado	millones de barriles	83	77	76
Producción de líquidos de gas natural	millones de barriles	15	13	13
Producción de gas natural	miles de millones de pies cúbicos	483	460	460
Producción total	millones de barriles de petróleo equivalentes ("boe")	184	171	171

Año 2022 vs Año 2021

Análisis de nuestros resultados

El Grupo explica su resultado neto a través del resultado operativo, el cual es gestionado a través de sus segmentos de negocio, y los resultados financieros y el cargo por impuesto a las ganancias los cuales se gestionan a nivel consolidado del Grupo. A fin de alinear las explicaciones del resultado operativo del Grupo a la Nota de Información por Segmentos (véase Nota 5 a los estados financieros consolidados), a partir del presente ejercicio dichas explicaciones se realizan en dólares.

Durante 2022, la ganancia operativa del Grupo fue de US$ 2.482 millones, en comparación con la ganancia operativa de US$ 699 millones durante 2021 (un incremento de US$ 1.783 millones o 255,1%), explicado por: (i) mayores ingresos (un incremento de US$ 5.075 millones o 37,1%) principalmente debido a mayores ventas en el mercado interno de gasoil (49,5%) y naftas (27,7%) debido al incremento sostenido de la demanda y a los mayores precios de dichos combustibles y una variación positiva en otros resultados operativos, netos de US$ 382 millones o 164,7% principalmente por el recupero en 2022 de cargos vinculados a la provisión de juicios y contingencias; (ii) parcialmente compensados por mayores costos y gastos (un incremento de US$ 3.666 millones o 29,0%) principalmente debido a un aumento de los costos de producción por US$ 824 millones o 12,0% y de las compras por US$ 2.160 millones o 53,3% debido al mayor nivel de actividad, al incremento de la demanda y al incremento generalizado de precios afectando los costos y gastos, y mayores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo por US$ 8 millones.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante 2022 fueron una ganancia de $ 43.478 millones (US$ 128 millones), en comparación con la pérdida de $ 21.546 millones (US$ 271 millones) en 2021. Esta variación se debió principalmente a la generación de una mayor diferencia de cambio positiva por una mayor depreciación del peso observada durante 2022 sobre la posición pasiva monetaria neta en pesos del Grupo, a las mayores tasas de interés que permitieron generar mayores intereses positivos y a menores intereses negativos acordes a la reducción de nuestra deuda financiera. Véase Nota 28 a los estados financieros consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo durante 2022 fue pérdida de $ 108.912 millones (US$ 822 millones), en comparación con la pérdida de $ 64.409 millones (US$ 699 millones) en 2021. Véase Nota 17 a los estados financieros consolidados.

En base a todo lo anterior, el resultado neto de 2022 fue una ganancia de $ 290.264 millones (US$ 2.234 millones), en comparación con una pérdida de $ 808 millones (una ganancia de US$ 16 millones) de 2021.

A continuación se explica el resultado operativo a través del análisis de las principales variaciones en los segmentos de negocio:

Upstream

En 2022 la producción diaria de hidrocarburos aumentó un 7,2% respecto al 2021, alcanzando los 503 mil barriles equivalentes de petróleo por día ("boe/día").

La producción diaria de petróleo en 2022 aumentó un 7,2% respecto al 2021, promediando 226 miles bbl/día, impulsada por el incremento de la producción de petróleo no convencional.

La producción diaria de gas natural en 2022 aumentó un 5,0% respecto al 2021, promediando 37,5 Mm3/día, apalancada por el incremento de la producción de gas natural no convencional producto de la continuidad de la actividad en las áreas centrales para el desarrollo de gas natural por los compromisos asumidos en el marco del Plan GasAr 2020-2024, compensado parcialmente por la falta de demanda del mercado que impactó fundamentalmente en la producción de gas natural convencional. La producción diaria de NGL aumentó un 20,8% en 2022 respecto al 2021, debido principalmente a la puesta en marcha de la interconexión del gasoducto TGS - Tratayén y a un mejor desempeño productivo de la misma, mientras que el cuarto trimestre de 2021 se vio afectado por un paro de la planta de Mega en octubre de 2021.

Durante 2022, la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US$ 1.306 millones, en comparación con la ganancia operativa de US$ 66 millones durante 2021, representando un incremento de US$ 1.240 millones o 1.878,8% explicado por:

- Mayores ingresos (un incremento de US$ 1.316 millones o 22,4%) principalmente debido a:
  - Un aumento en las ventas de petróleo al segmento de Downstream por US$ 1.105 millones, o 26,7%, debido a un incremento de 19,9% del precio intersegmento promedio del petróleo y un aumento de 5,7% del volumen de las transferencias al segmento de Downstream comparado con 2021.
  - Un aumento en las ventas de gas natural al segmento de Gas y Energía por US$ 172 millones, o 10,6%, debido a un incremento de 2,0% del precio intersegmento promedio del gas natural y un aumento de 8,4% del volumen de las transferencias al segmento de Gas y Energía comparado con 2021.
- Mayores costos y gastos (un incremento de US$ 523 millones o 9,6%, excluyendo los gastos de exploración), principalmente debido a:
  - Incremento en el costo de extracción ("lifting cost") por US$ 548 millones, o 28,9%, principalmente como resultado de un incremento de 20,3% del costo unitario, producto del incremento de los costos.
  - Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural por US$ 168 millones, o 21,4%. Las regalías asociadas a la producción de petróleo se incrementaron en un 26,8%, y las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural se incrementaron en un 6,2%, en ambos casos debido a un mayor valor en boca de pozo y a un mayor volumen de producción.
  - Los mayores costos fueron parcialmente compensados por una disminución en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US$ 314 millones, o 13,9%, debido fundamentalmente a la reducción de los coeficientes de depreciación generado por el incremento de reservas.
- Mayores gastos de exploración (un incremento de US$ 34 millones o 114,0%) explicado por mayores cargos de perforaciones exploratorias improductivas como resultado de mayores pozos perforados que resultaron improductivos. Adicionalmente, durante 2022, la inversión exploratoria fue de US$ 43 millones, comparada con los US$ 22 millones de 2021.
- Un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral de US$ 123 millones (US$ 80 millones neto del impuesto a las ganancias) durante 2022, generado principalmente por incrementos en los costos de producción, mientras que en 2021 el Grupo reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo para la UGE Gas - Cuenca Austral de US$ 97 millones (US$ 63 millones neto del impuesto a las ganancias) generado por la menor producción esperada a partir del comportamiento de los campos y por incrementos en los costos de producción. Para mayor información véase Nota 8 a los estados financieros consolidados.
- Una ganancia de otros resultados operativos, netos de US$ 257 millones en 2022 en comparación con una pérdida de US$ 232 millones en 2021, lo cual representó una variación de US$ 490 millones, explicado principalmente por el recupero en 2022 de cargos vinculados a la provisión de juicios y contingencias de la Sociedad (véase Nota 16.a) a los estados financieros consolidados).

Downstream

En 2022, los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 285 miles bbl/día, mientras que en 2021 promediaron 270 miles bbl/día. Este incremento se produjo producto de un aumento de la demanda durante 2022 y de la optimización operativa y logística de las refinerías destinada a maximizar la producción de naftas y destilados medios para abastecer la demanda incremental. Adicionalmente, en 2021 el nivel de procesamiento de la Refinería La Plata se vio afectado por los paros por trabajos de mantenimiento, compensado parcialmente por el paro no programado en 2022 en la Refinería Luján de Cuyo. En 2022, se obtuvo una mayor producción de gasoil de 3,6%, una mayor producción de naftas de 12,4% y una mayor producción de jet fuel de 102,2%.

Durante 2022, la ganancia operativa del segmento de Downstream fue de US$ 1.523 millones, en comparación con la ganancia operativa de US$ 945 millones durante 2021, representando un incremento de US$ 578 o 61,2%, explicado por:

- Mayores ingresos (un incremento de US$ 4.841 millones o 42,9%) principalmente debido a un crecimiento sostenido de la demanda de combustibles y a mayores precios de los productos. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos durante 2022 se destacan:
  - Mayores ventas de gasoil en el mercado interno por US$ 2.246 millones, o 49,5%, principalmente debido a un incremento de 36,3% en el precio promedio y a un incremento de 9,7% en el volumen de gasoil vendido, mientras que en el mercado se pudo observar un aumento en el volumen para este producto de 7,6%. Dentro del aumento en el volumen vendido del Grupo, se destaca un incremento de 23,0% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium).
  - Mayores ventas de naftas en el mercado interno por US$ 750 millones, o 27,7%, principalmente debido a un incremento de 12,1% en el precio promedio y a un incremento de 13,9% en el volumen de nafta vendido, mientras que en el mercado se pudo observar un aumento en el volumen para este producto de 13,6%. Dentro del aumento en el volumen vendido del Grupo se destaca un incremento de 18,6% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium).
  - Mayores ventas de otros productos en el mercado interno (un incremento de US$ 1.208 millones o 48,7%), principalmente de jet fuel, fertilizantes, carbón residual, lubricantes, harinas y granos y asfaltos debido principalmente a mayores precios.

- Mayores ingresos obtenidos en el mercado externo (un incremento de US$ 637 millones, o 40,8%) debido principalmente a un aumento de las exportaciones de carbón residual y harinas y aceites de soja; y a la venta de jet fuel y gasoil a aerolíneas y embarcaciones de bandera extranjera, respectivamente.

- Mayores costos y gastos (un incremento de US$ 4.241 millones o 41,0%) debido principalmente a:
  - Un incremento en las compras de materias primas y productos de reventa principalmente explicado por:
    (i) Un incremento en las compras de petróleo de US$ 1.459 millones, o 28,3%, como resultado de un incremento de 19,5% en los precios promedio de compra y de 7,3% en los volúmenes de compra. Los volúmenes comprados a terceros se incrementaron en un 4,5%.
    (ii) Mayores importaciones de combustibles (gasoil, nafta premium y jet fuel) por US$ 930 millones, o 130,6%, debido a mayores volúmenes y precios de compra.
    (iii) Mayores compras de biocombustibles (biodiesel y bioetanol) por US$ 469 millones, o 90,5%, debido a mayores volúmenes y precios de compra.
  - Un incremento en la recepción de granos por US$ 120 millones, o 28,8%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras, debido principalmente a mayores precios de compra.
  - Un incremento en las compras de fertilizantes por US$ 101 millones, o 21,5%, debido principalmente a mayores precios de compra.
  - Una variación de existencias positiva por US$ 236 millones registrada en 2022, debido principalmente a una mayor generación de existencias. En 2021, se registró una variación de existencias positiva de US$ 470 millones.
  - Un incremento en el costo de refinación y logística de US$ 343 millones, o 32,3% considerando un incremento del costo unitario de 25,1%, principalmente generado por mayores gastos de personal, mayores cargos de conservación, reparación y mantenimiento, otros servicios y mayores cargos por transporte de productos.

Gas y Energía

Durante 2022, la ganancia operativa del segmento de Gas y Energía fue de US$ 90 millones, en comparación con la ganancia operativa de US$ 10 millones durante 2021, representando un incremento de US$ 80 millones o 800,0% explicada por:

- Mayores ingresos (un incremento de US$ 465 millones o 20,9%) principalmente por:
  - Un incremento de US$ 210 millones por la nueva operatoria de Midstream Gas, generados por el transporte, acondicionamiento y procesamiento de gas natural para la separación de gasolina, propano y butano, a partir de la transferencia de los activos relacionados gestionados hasta el 31 de diciembre de 2021 por el segmento de Upstream, de los cuales el 86,2% fueron ventas de gasolina al segmento de Downstream
  - Un incremento de US$ 192 millones, o 11,7%, en las ventas de gas natural como productores mayormente como resultado de un aumento de 9,2% en los volúmenes vendidos y un incremento de 2,3% en el precio promedio (el precio promedio del gas natural alcanzó en 2022 los 3,61 US$/MBtu [1] comparado con el promedio de 3,53 US$/MBtu de 2021). El precio local del gas natural está principalmente asociado a la implementación del Plan GasAr 2020-2024 (véase Nota 35.d.1) a los estados financieros consolidados).
  - Un incremento de US$ 60 millones, o 11,2%, en las ventas de nuestra subsidiaria Metrogas S.A. a los segmentos minorista (clientes residenciales y pequeños comercios) y grandes clientes (usinas e industrias) principalmente por un incremento en el precio y en los ingresos por servicios de transporte y distribución.

- Mayores costos y gastos (un incremento de US$ 388 millones o 17,5%) debido principalmente a:
  - Un incremento de US$ 156 millones en los costos y gastos de la nueva operatoria de Midstream Gas.
  - Un incremento de US$ 196 millones, o 12,0%, en las compras de gas natural al segmento de Upstream y a terceros como resultado de un aumento de 3,1% en el precio promedio y de un aumento del 8,6% en los volúmenes de compra. Los volúmenes comprados a terceros aumentaron en un 32,2%.

Administración central y otros

Durante 2022 la pérdida operativa de Administración central y otros ascendió a US$ 401 millones, un incremento de la pérdida de 117,9%, en comparación con la pérdida operativa de US$ 184 millones en 2021, debido principalmente a mayores gastos administrativos debido al incremento generalizado de precios, compensado parcialmente por los mayores ingresos de nuestra subsidiaria A-Evangelista S.A.

[1] Millón de Unidades Térmicas Británicas (British thermal units)

Resultados no trascendidos a terceros [2]

Los principales resultados entre los segmentos de negocio se generan por las ventas de petróleo y gas natural producidos por el segmento de Upstream a los segmentos de Downstream y de Gas y Energía, respectivamente.

Los ajustes de consolidación durante 2022, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocio que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe negativo de US$ 36 millones, comparado con un importe negativo de US$ 138 millones en 2021. En ambos ejercicios se produjo un aumento de la brecha entre los precios de transferencia entre segmentos de negocio y el costo de producción de los inventarios de la Sociedad. En ambos ejercicios, los precios de transferencia reflejan las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo.

Principales variaciones en activos y pasivos

Al 31 de diciembre de 2022, el activo del Grupo alcanzó los $ 4.588.159 millones, lo que representó un incremento de 92,0% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2021.

El activo no corriente, que totalizó un valor de $ 3.677.450 millones, presenta un incremento de 91,2% con respecto al año anterior. Este incremento se origina fundamentalmente en el rubro de propiedades, planta y equipo por un aumento de $ 1.458.047 millones, como consecuencia de haber registrado altas por un total de $ 643.471 millones, de su apreciación en $ 1.196.593 millones considerando su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad y un ajuste por inflación de $ 75.655 millones correspondientes a las subsidiarias con moneda funcional peso; este incremento se ve compensado en forma parcial por las depreciaciones por $ 360.383 millones, disminuciones y reclasificaciones por $ 43.753 millones, por el incremento de la provisión para materiales y equipos obsoletos por $ 14.095 millones y por el incremento de la provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo por $ 39.441 millones.

Las principales inversiones realizadas en el Upstream durante 2022 continuaron siendo los desarrollos de shale oil en Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Lindero Atravesado, Aguada del Chañar y Bajada de Añelo. Asimismo, impulsadas por el Plan GasAr 2020-2024, se realizaron inversiones tanto en activos no convencionales, tales como Rincón del Mangrullo, Aguada de La Arena, La Calera, Aguada Pichana Oeste, La Ribera y Aguada Pichana Este (shale gas), así como también en activos convencionales como Río Neuquén (tight gas).

En lo relativo al petróleo convencional, al igual que en 2021, continuamos con el objetivo de intensificar la actividad asociada a recuperación terciaria (inyección de polímeros) con un plan sostenido de ejecución de pilotos y sus consecuentes masificaciones. A la vez que se sigue haciendo foco en el desarrollo de actividad primaria y secundaria con el objetivo de lograr un portafolio balanceado en estrategias que aseguren la resiliencia del mismo.

Adicionalmente, durante 2022 las inversiones en el Downstream se centraron en el lanzamiento de las obras de ductos para la evacuación de petróleo proveniente de Vaca Muerta (shale oil), la adecuación de las instalaciones para su tratamiento y la continuidad de las obras para las nuevas especificaciones de combustibles. A su vez, en todas las instalaciones de procesamiento de petróleo, transporte y comercialización de productos refinados se continuaron con las inversiones para mejorar la infraestructura.

En relación con las inversiones para la evacuación de petróleo proveniente de Vaca Muerta, se iniciaron las obras para la construcción del Oleoducto La Amarga Chica - Puesto Hernández, que incrementará la capacidad de evacuación de los yacimientos de Vaca Muerta Norte, con una capacidad de evacuación de 40 mil m^3/d, y del Oleoducto La Calera - Loma Campana, que tendrá una capacidad de evacuación de 10 mil m^3/d.

Durante 2022 se continuó trabajando para adecuar las instalaciones a las nuevas necesidades de producción del shale oil proveniente de Vaca Muerta:

- En el Complejo Industrial La Plata ("CILP") se finalizó el revamping de la unidad de Topping 4 que permite incrementar el procesamiento de petróleo en 500 m^3/d y se continuó trabajando con el revamping de la unidad de Topping D y el nuevo desalador, lo que permitirá captar el aumento de la producción de petróleo no convencional de la cuenca Neuquina.
- En el Complejo Industrial Luján de Cuyo ("CILC") se comenzaron las tareas del revamping de la unidad de Topping III que permite procesar un mayor contenido de compuestos livianos.
- En el Complejo Industrial Plaza Huincul se iniciaron los trabajos para el montaje de una nueva planta estabilizadora de naftas y un horno, lo que permitirá procesar un mayor caudal de shale oil.

Adicionalmente, en el Puerto La Plata se finalizaron las obras para posibilitar el despacho de Infinia Diesel hacia los puertos del sur, vinculando los tanques del CILP con el Puerto. También se inició la obra para posibilitar la importación de bases lubricantes grupo II y poder integrar este producto al blending de lubricantes.

Respecto a las inversiones relacionadas con las futuras especificaciones de combustibles, se continuó avanzando con obras que tienen el objetivo de reducir el contenido de azufre en naftas, establecido por la Resolución SE N° 576/2019, la cual entrará en vigencia en 2024. En este sentido, en el CILC se continuó avanzando con las obras para mejorar la calidad del gasoil (una nueva unidad de hidro desulfuración II ("HDS"), una nueva unidad de generadora de hidrógeno II ("Hidrogeno II"), y el revamping de la unidad de HDS I); mientras que en el CILP se finalizó el revamping de la planta de hidrotratamiento de naftas de cracking catalítico y se continuó con el revamping de la unidad de magnaforming y la nueva planta de hidrotratamiento de naftas de coque ("HTNC").

[2] Incluidos dentro de Ajustes de consolidación. Véase Nota 5 a los estados financieros consolidados.

En el área de Logística se finalizó con la adecuación de la estación de bombeo existente en Dock Sud, a través de la cual se logró incrementar la capacidad de transporte del Poliducto La Plata - Dock Sud - La Matanza. Además, se realizó la obra de despacho de Infinia Diesel por el Puerto La Plata, habilitando capacidad de despacho para otros productos. Adicionalmente, se llevaron a cabo las inversiones habituales de continuidad de las operaciones principalmente asociadas a cambios de tramos de ductos y su mantenimiento. También se continuó trabajando en la reparación de tanques en diferentes terminales de despacho del país.

En el área Comercial se avanzó con el plan plurianual de implementación del nuevo concepto de imagen YPF en las estaciones de servicio y tiendas Full. Se desarrollaron las obras para la remodelación de la Estación de Servicio Opessa Echeverría, en la Ciudad de Buenos Aires, en vistas de inaugurarla en el primer semestre de 2023. Adicionalmente, las obras integrales en estaciones de servicio de la red propia y abanderadas permitieron continuar con la calidad con la que YPF realiza sus operaciones de retail. En el Complejo Industrial de Lubricantes y Especialidades avanza el reemplazo por obsolescencia de las líneas de envasado de 1 y 4 litros, adecuando los servicios auxiliares, transportes y sistemas de paletizado. También se invirtió en el sistema de blending de aditivos, dándole más flexibilidad al proceso de almacenamiento y premezcla de los mismos.

Por su parte, durante 2022, las inversiones en el segmento de Gas y Energía se concentraron en la nueva operatoria de Midstream Gas (véase Nota 5 a los estados financieros consolidados), con la renovación de la planta Tex Loma La Lata, la cual se espera que inicie operaciones durante el tercer trimestre de 2023, aumentando la capacidad de procesamiento de la cuenca Neuquina en 6 Mm^3/d de gas natural y 600 tn/d de líquidos de gas natural (NGL por sus siglas en inglés), permitiendo acondicionar el gas natural a fin de mejorar el flujo en la red de evacuación.

Además, se iniciaron las obras para la ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Rincón del Mangrullo - Loma La Lata en 5 Mm3/d, lo que facilitará la evacuación de la producción de Rincón del Mangrullo en Vaca Muerta.

El activo corriente, que totalizó un valor de $ 910.709 millones, presenta un incremento de 95,3% con respecto al año anterior. Este incremento se origina principalmente en los rubros de inventarios por un aumento de $ 153.839 millones, por mayor volumen y costos, y de créditos por ventas por un aumento de $ 132.297 millones como consecuencia principalmente del incremento de las ventas y de la apreciación de los créditos por ventas denominados en dólares. Adicionalmente hubo un aumento en otros créditos por $ 79.972 millones principalmente relacionado con los créditos de impuestos y reembolsos de exportación.

Al 31 de diciembre de 2022, el Pasivo del Grupo totalizó $ 2.719.855 millones, lo que representó un incremento de 76,4% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2021.

El pasivo no corriente, que totalizó $ 1.872.950 millones, tuvo un incremento de 62,7% con respecto al año anterior, motivado por un incremento en los préstamos de largo plazo por $ 382.661 millones originado principalmente por la apreciación de los préstamos teniendo en cuenta que la mayoría se encuentran denominados en dólares, a pesar de que el nivel de endeudamiento financiero del Grupo en dólares bajó significativamente a su menor valor desde 2015, y un incremento de $ 196.735 millones de las provisiones como consecuencia de una mayor provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos en $ 177.937 millones. Adicionalmente se produjo un incremento en los pasivos por impuesto diferido por $ 121.529 millones.

El pasivo corriente alcanzo un valor de $ 846.905 millones, lo que representó un incremento de 116,6% con respecto al año anterior. Este incremento se originó fundamentalmente por un aumento en cuentas por pagar por $ 252.575 millones asociado a mayores costos y gastos producto del aumento generalizado de precios y a un mayor nivel de actividad, y un aumento de los préstamos de corto plazo por $ 115.128 millones originado principalmente por la apreciación de los préstamos teniendo en cuenta que la mayoría están denominados en dólares

Liquidez y recursos de capital [3]

El flujo de efectivo originado en las actividades operativas en 2022 alcanzó un total de $ 736.660 millones (US$ 5.693 millones) en comparación con un total de $ 400.014 millones (US$ 4.201 millones) en 2021. Este incremento de $ 336.646 millones, o 84,2%, se debe fundamentalmente a un incremento del resultado operativo (sin considerar el deterioro de propiedades, planta y equipo; depreciaciones de propiedades, planta y equipo; amortización de activos intangibles; depreciaciones de activos por derecho de uso; y perforaciones exploratorias improductivas), y por una disminución en la variación acumulada del capital de trabajo, explicada principalmente por un incremento en las cuentas a pagar, remuneraciones y cargas sociales, pasivos por arrendamientos y provisiones, parcialmente compensado por un incremento en los inventarios, créditos por ventas y otros créditos.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión en 2022 alcanzó un total de $ 523.024 millones (US$ 4.016 millones) en comparación con un total de $ 243.992 millones (US$ 2.547 millones) en 2021. Este incremento de $ 279.032 millones, o 114,4%, se debe principalmente a las mayores inversiones en propiedades, planta y equipo y activos intangibles por $ 297.327 millones; a los mayores cobros por la venta de activos financieros, netos de pagos e intereses, por $ 24.916 millones; y a los menores cobros por ventas de activos por $ 3.460 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación en 2022 alcanzó un total de $ 157.104 millones (US$ 1.227 millones), explicado principalmente por pagos de capital netos de toma de deuda por $ 45.252 millones, por pagos de intereses por $ 73.123 millones y por pagos por arrendamientos por $ 44.960 millones. El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación durante 2021 alcanzó un total de $ 150.659 millones (US$ 1.600 millones), explicado principalmente por pagos de capital netos de toma de deuda por $ 64.390 millones, por pagos de intereses por $ 58.454 millones y por pagos por arrendamientos por $ 28.526 millones.

[3] Se incluyen los totales de los flujos de efectivo por actividad en dólares, la moneda funcional de la Sociedad.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes al mismo de $ 136.874 millones (US$ 773 millones) al 31 de diciembre de 2022. Asimismo, la deuda financiera del Grupo alcanzó los $ 1.255.004 millones (US$ 7.088 millones), siendo exigible en el corto plazo sólo un 16,1% del total.

Operaciones con sociedades relacionadas

Durante 2022 hubieron compras, ventas y operaciones de financiación con sociedades relacionadas, dentro de las condiciones generales de mercado, las que fueron detalladas en la Nota 36 a los estados financieros consolidados y en la Nota 34 a los estados financieros individuales.

IV. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Según lo previsto en nuestro Estatuto, todas las acciones en circulación tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. Sobre todas las acciones en circulación a una determinada fecha de registro se paga el mismo dividendo, con la salvedad de que las acciones emitidas durante el período al que corresponde un dividendo pueden tener derecho solamente a un dividendo parcial con respecto a ese período si así lo resolviera la Asamblea de Accionistas que aprobara su emisión. A la fecha de esta Memoria, la Sociedad no ha emitido acciones preferidas.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría absoluta de votos de los accionistas presentes en la Asamblea de Accionistas votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del Directorio. Por otra parte, conforme con lo previsto en la Ley General de Sociedades N° 19.550 ("LGS"), el Directorio puede resolver la distribución de dividendos anticipados, previo cumplimiento de ciertos requisitos.

Si bien la Sociedad no ha adoptado una política formal en materia de dividendos, en cada ejercicio social el Directorio evalúa prudentemente la posibilidad de realizar una recomendación de pagar dividendos a los accionistas, dentro del marco de una gestión que considerará, entre otros factores, los requerimientos de capital relacionados con los planes de inversión, la atención de los servicios de deuda, las necesidades de capital de trabajo, las restricciones legales, regulatorias, impositivas y/o contractuales que aplicaren en cada momento, y las condiciones generales del contexto económico y financiero.

V. POLÍTICA DE REMUNERACIONES AL DIRECTORIO Y PLANES DE BONIFICACIONES E INCENTIVOS

Remuneraciones al Directorio

La LGS establece que la compensación anual pagada a los miembros del Directorio (incluyendo aquellos que se desempeñen como ejecutivos de la Sociedad), y del Consejo de Vigilancia, en su caso, incluyendo sueldo y otras remuneraciones por el desempeño de funciones técnico-administrativas de carácter permanente, no puede exceder el 5% del resultado neto del ejercicio si no se distribuyeran dividendos por ese período, pudiendo incrementarse (proporcionalmente a la distribución) hasta un 25% del resultado neto cuando se repartan el total de las ganancias, si se distribuyeran dividendos.

En caso del ejercicio de comisiones especiales o funciones técnico-administrativas por parte de uno o más directores, frente a ganancias reducidas o inexistencia de ganancias, sólo podrán hacerse efectivas tales remuneraciones en exceso de los límites antes mencionados, si fuesen expresamente acordadas por la Asamblea de Accionistas, a cuyo efecto deberá incluirse el asunto como uno de los puntos del orden del día. La retribución de todos los miembros del Directorio requiere de la aprobación de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

El 29 de abril de 2022, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad autorizó al Directorio a realizar pagos a cuenta de honorarios de Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora por el ejercicio 2022 por hasta la suma de $ 706.197.358. Los honorarios asignados al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora durante el ejercicio 2022 serán puestos a consideración de la Asamblea que considerará los estados financieros del referido ejercicio.

Planes de bonificaciones e incentivos

La Sociedad cuenta con un programa de pago variable a corto plazo en dinero en efectivo para los empleados alcanzados, y está basado en el cumplimiento de objetivos de la Compañía y de las unidades de negocio, y en el cumplimiento de objetivos individuales o la evaluación del desempeño obtenida por el empleado, dependiendo de si se encuentran o no en un encuadre gremial. La inclusión en uno u otro programa dependerá del área y de la categoría profesional de cada empleado.

Adicionalmente, desde el año 2013 la Sociedad cuenta con un plan de pago variable a mediano plazo basado en acciones, que aprueba el Directorio, con un vesting anual durante los 36 meses que dura cada plan. Son elegibles para ese tipo de plan los niveles ejecutivos y gerenciales, y el personal clave con conocimiento técnico crítico. El 15 de septiembre de 2022, el Directorio de la Sociedad aprobó la creación del plan de compensación basado en acciones 2022-2025. Este plan pretende favorecer el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal clave con los pilares estratégicos de la Sociedad.

Los ejecutivos que también se desempeñan como miembros del Directorio de la Sociedad pueden tener derecho a participar del programa de pago variable a corto plazo y del plan de pago variable a mediano plazo basado en acciones antes mencionados, sujeto a los límites detallados precedentemente.

VI. GESTIÓN DE LA SOCIEDAD Y SISTEMA DE CONTROL INTERNO

Gestión de la Sociedad

La Ley de Expropiación en su artículo 15 establece que, para el desarrollo de su actividad, YPF es y continuará operando como una sociedad anónima abierta, en los términos del Capítulo II, Sección V, de la LGS y normas relacionadas, no siéndole aplicables legislación o normativa administrativa alguna que reglamente la administración, gestión y control de las empresas o entidades en las que el Estado Nacional o los estados provinciales tengan participación.

Asimismo, en su artículo 16, la Ley de Expropiación establece que la gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado Nacional y las provincias, se efectuará con arreglo a los siguientes principios: (i) la contribución estratégica de YPF al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; (ii) la administración de YPF conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos; y (iii) el gerenciamiento de YPF a través de una gestión profesionalizada.

El 29 de abril de 2022 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de YPF, al sesionar como asamblea especial de la Clase A, designó a Demian Tupac Panigo como Director Titular por dicha clase. Asimismo, al sesionar como especial de la Clase D, designó como Directores Titulares por la Clase D a Pablo Gerardo González, Roberto Luis Monti, Norberto Alfredo Bruno, Horacio Oscar Forchiassin, Ignacio Perincioli, Emilio Javier Guiñazú Fader, Sebastián Caldiero, Ramiro Gerardo Manzanal, Héctor Pedro Recalde, Celso Alejandro Jaque y Sergio Pablo Antonio Affronti. Finalmente, designó como Directores Suplentes por la Clase D a Gerardo Damián Canseco, Guillermo Rafael Pons, Adrián Felipe Peres, Silvina del Valle Córdoba, Miguel Lisandro Nieri, Sonia Elizabeth Castiglione, María Martina Azcurra, Santiago Martínez Tanoira, Silvia Noemí Ayala y Santiago Álvarez. Todos los Directores fueron designados con mandato por un ejercicio.

El 29 de abril de 2022 el Directorio de la Sociedad designó a Pablo Gerardo González como Presidente del Directorio de YPF, con mandato por un ejercicio.

El 15 de julio de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar la renuncia presentada por Sergio Pablo Antonio Affronti a su cargo de Director Titular por la Clase D. En su reunión de la misma fecha, el Directorio designó a Pablo Aníbal Iuliano como Gerente General (Chief Executive Officer, "CEO") de YPF S.A., en reemplazo de Sergio Pablo Antonio Affronti. Asimismo, el 10 de agosto de 2022, los miembros de la Comisión Fiscalizadora designados por las acciones Clase D, procedieron a cubrir la vacante en el Directorio producida por la renuncia de Sergio Pablo Antonio Affronti a su cargo de Director Titular por la Clase D, nombrando como Director Titular por la Clase D a Pablo Aníbal Iuliano, hasta la elección de nuevos directores por la Asamblea de Accionistas.

El 9 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar la renuncia presentada por el Sebastián Caldiero como Director Titular por la Clase D. Adicionalmente, y de acuerdo con el orden de sustitución resuelto por la Asamblea de Accionistas del 29 de abril de 2022, Sonia Elizabeth Castiglione, quien había sido designada como Directora Suplente por dicha Asamblea, asumió como Directora Titular en reemplazo de Sebastián Caldiero, hasta la elección de los nuevos directores por la Asamblea de Accionistas.

El 13 de diciembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar la renuncia presentada por el Héctor Pedro Recalde como Director Titular por la Clase D.

Al 31 de diciembre de 2022, el Directorio de la Sociedad se encontraba integrado de la siguiente forma:

Cargo	Nombre	Representante de	Período
Director Titular y Presidente	Pablo Gerardo González	Clase D	Un ejercicio
Director Titular y CEO	Pablo Aníbal Iuliano	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Roberto Luis Monti	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Norberto Alfredo Bruno	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Horacio Oscar Forchiassin	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Ignacio Perincioli	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Emilio Javier Guiñazú Fader	Clase D	Un ejercicio
Directora Titular	Sonia Elizabeth Castiglione	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Ramiro Gerardo Manzanal	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Celso Alejandro Jaque	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Demian Tupac Panigo	Clase A	Un ejercicio
Director Suplente	Gerardo Damián Canseco	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Guillermo Rafael Pons	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Adrián Felipe Peres	Clase D	Un ejercicio
Directora Suplente	Silvina del Valle Córdoba	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Miguel Lisandro Nieri	Clase D	Un ejercicio
Directora Suplente	María Martina Azcurra	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Santiago Martínez Tanoira	Clase D	Un ejercicio
Directora Suplente	Silvia Noemí Ayala	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Santiago Álvarez	Clase D	Un ejercicio

Informe sobre Código de Gobierno Societario - Resolución General N° 797/2019 de la CNV

En el Anexo I se incluye el Reporte del Código de Gobierno Societario con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución General N° 797/2019 de la CNV.

Sistema de control interno

En relación con el sistema de control interno la Sociedad tiene desarrolladas diversas funciones y responsabilidades, que conjuntamente con los mecanismos de control diseñados e implantados contribuyen a asegurar un grado de seguridad razonable en cuanto al adecuado cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes, la fiabilidad de la información financiera y la eficiencia y eficacia de las operaciones.

El enfoque en materia de control interno está basado en el principio de responsabilidad de las distintas vicepresidencias para el manejo de riesgos y controles. Es decir que éstas son responsables, dentro de su ámbito de competencia, por la implementación, operación y monitoreo del sistema de control interno, diseñado para proveer seguridad razonable en relación con la confiabilidad de la información financiera y la preparación de los estados financieros de conformidad con las disposiciones legales vigentes e incluye las políticas y procedimientos que corresponden al mantenimiento de registros que en detalle razonable reflejan de manera exacta y fiel las transacciones y disposición de activos de YPF y que los ingresos y desembolsos se están haciendo de acuerdo con la autorización de la administración y del Directorio.

El Directorio de la Sociedad ha establecido la función de auditoría interna como un componente clave dentro de los procesos establecidos para monitorear el adecuado funcionamiento del sistema de control interno. La misión de la función de auditoría interna es proveer al Comité de Auditoría una instancia objetiva e independiente de control. Esta instancia comprende la tarea de evaluación objetiva de las evidencias para proporcionar una conclusión independiente respecto de un proceso, sistema u otro objeto de auditoría.

El sistema de control interno se basa en las actuaciones que se desarrollan en:

- La Vicepresidencia del CFO, que además de supervisar la fiabilidad de la información recibida a través del sistema de información financiera, controla los niveles de acceso al mismo, valida los niveles de aprobación de las operaciones económico-financieras y establece en forma homogénea los procedimientos y políticas administrativo-contables aplicables a la Sociedad.

- Las unidades de negocio y corporativas, quienes aseguran la ejecución y funcionamiento de los controles bajo su responsabilidad, así como el adecuado diseño de los procesos y establecen, entre otros, la delegación de los límites de aprobación asignados, la gestión de accesos a los sistemas de información y las políticas de ciberseguridad.
- Auditoría Interna, que evalúa el funcionamiento del sistema de control interno.

La legislación sobre gobierno corporativo, tanto en Argentina mediante la Ley N° 26.831 y la Resolución General Nº 622/2013 de CNV, como en Estados Unidos mediante la Ley Sarbanes - Oxley y sus regulaciones relacionadas, destacan la necesidad de que los máximos responsables de la sociedad evalúen el sistema de control interno y en particular YPF al cotizar en la Bolsa de Nueva York y estar registrada en la Securities and Exchange Commission ("SEC") requiere la documentación del sistema de control interno y su evaluación anual.

Adicionalmente, la Sociedad cuenta con el Comité de Transparencia, en el que participan los máximos responsables de cada área de negocio y áreas corporativas, cuyo objetivo fundamental es dirigir y coordinar el establecimiento y mantenimiento de:

- Procedimientos para la elaboración de información de carácter contable y financiera que la Sociedad debe aprobar y registrar conforme con las normas que le son de aplicación y que, en general, comunica a los mercados.
- Controles internos suficientes, adecuados y eficaces que aseguren la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de los estados financieros de la Sociedad.

El Directorio verifica la implementación de sus estrategias y políticas relacionadas con los controles internos a través de su Comité de Auditoría que asume las funciones asignadas por la mencionada legislación sobre gobierno corporativo, entre las que se encuentran:

- Supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera o de otros hechos significativos a ser comunicados a los organismos de contralor y a los mercados.
- Opinar respecto de la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia.
- Verificar el cumplimiento de la normativa aplicable de ámbito nacional y/o internacional.
- En asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, se asegura de que el Código de Ética y Conducta, aplicable al personal de la Sociedad y sus controladas, cumple con las exigencias normativas y es adecuado para la Sociedad.

Asimismo, el Comité de Auditoría cuenta con canales de comunicación para recibir cualquier evento que pudiera constituir un incumplimiento real o potencial de las previsiones del Código de Ética y Conducta y del funcionamiento del sistema de control interno.

Durante el año 2022 la Sociedad obtuvo la Certificación ISO 37001 de Sistema de Gestión Antisoborno, afianzando los valores de integridad y transparencia de la Sociedad y cumpliendo con los estándares nacionales e internacionales más exigente en materia de anticorrupción.

VII. CUESTIONES AMBIENTALES

Sustentabilidad

Nuestro compromiso con la sustentabilidad

Uno de nuestros valores es el compromiso que hemos asumido con la sustentabilidad, que, en su triple dimensión (ambiental, social y de gobernanza, "ASG") es una parte integral de nuestra identidad, nuestros objetivos y nuestra forma de trabajar y actuar. Además, es un compromiso establecido en nuestro Código de Ética y Conducta que cada miembro de la organización debe hacer suyo.

Contamos con una política de sustentabilidad ("Política de Sustentabilidad") en la que afirmamos que nuestra meta es aportar al desarrollo de energías sustentables en ASG a través de un negocio responsable y transparente, basado en la innovación, las nuevas tecnologías y las mejores prácticas. Nuestra postura corporativa en este ámbito está descripta en nuestra Política de Sustentabilidad y se materializa en torno a cuatro prioridades: (i) producción sostenible, (ii) acción por el clima, (iii) cuidado de las personas, y (iv) creación de valor compartido. Estas prioridades están directamente vinculadas a nuestro compromiso institucional y nos permiten contribuir a lograr los Objetivos para el Desarrollo Sostenible ("ODS") de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas y de las metas del Acuerdo de Paris sobre el Cambio Climático firmado en 2015 ("Acuerdo de Paris"). Procuramos llevar a cabo nuestro negocio en concordancia con los objetivos del Acuerdo de Paris, así como contribuyendo al logro de los ODS. Guiados por nuestros valores y políticas corporativas y por nuestro Código de Ética y Conducta, nuestra visión y estrategia enmarcan nuestro entendimiento y nuestra respuesta a cuestiones de sustentabilidad.

Gobernanza de la sustentabilidad

La alta dirección revisa y monitorea los temas relevantes en este ámbito. La Compañía elabora el Índice de Sustentabilidad como uno de los objetivos estratégicos de la Compañía, que consta de una matriz de cuatro objetivos (medidos anualmente): (i) frecuencia de los accidentes;(ii) reducción de las emisiones específicas equivalentes a dióxido de carbono ("CO_2"); (iii) equidad de género; y (iv) el desempeño general en temas de ASG. En este sentido, el bono anual que reciben los máximos ejecutivos de la Compañía así como los empleados directos de YPF está basado en evaluaciones holísticas que incluyen el cumplimiento de metas colectivas e incluso individuales ligadas a la sustentabilidad.

El Directorio hace un seguimiento del Índice de Sustentabilidad mediante el Comité de Riesgos y Sustentabilidad. Este Comité se encarga de establecer políticas de gestión integrales para los riesgos empresariales y de supervisar su adecuada implementación, así como de promover las mejores prácticas de sustentabilidad, entre otras funciones. YPF también posee una Gerencia Departamental de Sustentabilidad y Transiciones Energéticas, responsable de formular, proponer y liderar la estrategia de sustentabilidad transversal de la Compañía. Esta Gerencia reporta a la Vicepresidencia de Sustentabilidad y Excelencia Operacional y actualiza periódicamente al Comité de Riesgos y Sustentabilidad sobre sus avances. La Gerencia Departamental de Sustentabilidad y Transiciones Energéticas prepara cada año el Reporte de Sustentabilidad.

Gestión de la sustentabilidad

YPF es una compañía comprometida a operar en equilibrio con su medio ambiente, de un modo sustentable. En este sentido, lleva adelante su misión de producir y proveer energía con atención al cuidado ambiental, procurando minimizar los posibles impactos negativos, buscando potenciar los efectos positivos relacionados con sus operaciones y priorizando la protección de los trabajadores, el medio ambiente y las comunidades. Además, desde 2018, YPF viene implementando su Política de Excelencia Operacional, en la que expresamos nuestro objetivo de ser una compañía de energía moderna, comprometida con nuestra comunidad, nuestros empleados, nuestros clientes, proveedores y accionistas, por lo cual hemos adoptado la excelencia operacional como un valor esencial, junto con nuestro modelo de gestión ad hoc diseñado para garantizar que en cada actividad que llevemos adelante se busque minimizar sus eventuales impactos negativos y potenciar los positivos, siempre priorizando la protección de los trabajadores, el medio ambiente y las comunidades.

Este modelo está basado en nuestra cultura de prevención, la lógica de seguridad de los procesos y reconocidos estándares internacionales, como las normas ISO 9001, ISO 14001, ISO 31000, ISO 45001, ISO 50001, los estándares GRI y las guías IOGP-IPIECA.

Medimos nuestros avances en materia de sustentabilidad en función de temas prioritarios para nuestro negocio y los grupos de interés, con targets anuales y plurianuales asociados y en función de cómo contribuyen al logro de los ODS. En este sentido, como compañía del sector energético, nuestros aportes más significativos se concentran en la producción de energía segura, asequible y sostenible, la creación de valor económico y condiciones de empleo digno, la reducción de emisiones, la innovación mediante el desarrollo de nuevas soluciones energéticas y la ejecución de operaciones seguras y responsables.

Al mismo tiempo, estamos trabajando con el fin de promover la diversidad y equidad de género, construir relaciones sólidas, éticas y transparentes y formar alianzas para potenciar soluciones de manera exponencial.

Nuestra Política de Excelencia Operacional permite a todas las áreas identificar el alcance de sus responsabilidades y aportes a la excelencia operacional, así como articular sus lineamientos en pos de la prevención de impactos no deseados. También representa nuestro compromiso con el desarrollo de planes de inversión para hacer frente a contingencias que puedan afectar a las personas, el medio ambiente, la integridad de nuestros activos y el cumplimiento de compromisos con las partes interesadas.

Derechos humanos

YPF reconoce y respeta los derechos humanos como un valor ético corporativo esencial. Más allá de cumplir con leyes y regulaciones vigentes en Argentina relativas a condiciones laborales, el cuidado de la salud y la seguridad de las personas, las asociaciones sindicales y el derecho a convenios colectivos de trabajo, a la diversidad e igualdad de oportunidades y al respeto a las comunidades con las que interactúa, estamos también comprometidos a respetar las disposiciones de la Declaración Universal de Derechos Humanos de las Naciones Unidas y de la Declaración Relativa a los Principios y Derechos Fundamentales en el Trabajo, de la Organización Internacional del Trabajo ("OIT"), ambas incorporadas al derecho interno argentino. Este compromiso se expresa tanto en nuestro Código de Ética y Conducta como en las políticas de Sustentabilidad, Seguridad Física y Excelencia Operacional, con un enfoque preventivo y de resguardo. En tal sentido, la Compañía cuenta con procesos de debida diligencia y estos temas son considerados además en los procesos de gestión de riesgos de las operaciones. Existe un proceso de mapeo específico de riesgos en derechos humanos que se revisa periódicamente. Existen mecanismos formales de quejas y denuncias sobre cuestiones de derechos humanos.

En 2022 actualizamos y ampliamos el mapeo de riesgos en derechos humanos con la colaboración de un tercero experto.

Además, hemos elaborado una nueva Política de Derechos Humanos y Relaciones con Comunidades en la que YPF declara su compromiso con el respeto de los derechos humanos de las personas que trabajan directamente en YPF y de las empresas prestadoras de servicios, asegurando, entre otras cosas, la existencia de procesos de gestión que protegen el ejercicio de los derechos laborales, como los sindicatos, y el derecho a convenios colectivos de trabajo, y que no permiten ningún tipo de ilegalidad, como el trabajo forzado o el trabajo infantil en ninguna etapa de la cadena de valor.

Esta Política está relacionada con el Código de Ética y Conducta de la Sociedad, y es aplicable a todas las subsidiarias y negocios de YPF, a sus subsidiarias y a las compañías cuya dirección es controlada por YPF, así como a los proveedores y contratistas, y será notificada a nuestros socios de negocio. Todos los que formamos parte de YPF somos responsables del cumplimiento de esta política, de su difusión y de estimular su cumplimiento.

Asuntos ambientales en Argentina

Hoy en día, la industria de petróleo y gas se enfrenta a desafíos únicos impulsados por la necesidad de armonizar la creciente demanda de energía con los nuevos retos en términos de costos y rentabilidad, la diversificación de la matriz energética y una creciente preocupación sobre el cambio climático y la descarbonización de la economía y los nuevos requerimientos regulatorios y

del mercado. En ese contexto, cada región o país tendrá que desarrollar su propia hoja de ruta para la transición en función de su punto de partida específico, su disponibilidad de recursos, sus capacidades y necesidades de desarrollo.

Nuestras operaciones están sujetas a un gran número de leyes y regulaciones relacionadas con el impacto general de las operaciones industriales sobre el medio ambiente, que incluyen las emisiones atmosféricas, la disposición o remediación del suelo o agua contaminada con residuos tóxicos peligrosos, las especificaciones de los combustibles para tratar las emisiones atmosféricas y el efecto del medio ambiente en la salud y la seguridad. Hemos realizado y continuaremos realizando gastos e inversiones para garantizar la confiabilidad e integridad de nuestros activos y operaciones, y también para cumplir con dichas leyes y regulaciones. En Argentina, las autoridades municipales, provinciales y nacionales son cada vez más estrictas en exigir el cumplimiento de las leyes aplicables. Asimismo, en las últimas décadas Argentina ha venido implementado regulaciones que exigen que nuestras operaciones cumplan con estándares ambientales más estrictos, que son comparables, en muchos aspectos, a los que se aplican en Estados Unidos y en países de la Unión Europea. Estas regulaciones establecen el marco general de las obligaciones que se deben cumplir para la protección ambiental, que incluyen la aplicación de multas y sanciones penales en caso de violación de tales obligaciones. Hemos tomado las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de estos estándares y estamos implementando varios proyectos de reducción y remediación, entre los que se destacan los mencionados a continuación.

Contamos con políticas de gestión integral de riesgos en relación con nuestros activos, procesos, negocios y proyectos, integrando, en todas las etapas de sus ciclos de vida, criterios y acciones preventivas para la protección ambiental, la seguridad, la salud, la calidad, la integridad y la confiabilidad. Operamos no sólo en estricto cumplimiento de las políticas, normas y procedimientos, dentro del marco legal y regulatorio actual de Argentina, sino también adoptando proactivamente estándares de referencia en caso de ausencia de legislación específica. Como ejemplo de nuestro trabajo hacia las mejores prácticas en la industria, hemos implementado un plan de inversión destinado a mejorar la calidad de los combustibles.

En nuestras refinerías seguimos trabajando en un ambicioso plan de adecuación de efluentes, que incluye la segregación de fluidos de drenajes y la construcción de balsas, lo que también nos permite fortalecer la resiliencia de nuestras instalaciones a las nuevas condiciones climáticas de la región. Además, se están llevando a cabo tareas de mantenimiento para la conexión de descargas de seguridad a antorcha, para dar cumplimiento a la normativa vigente. En el área de logística se desarrolla anualmente el plan de obras de integridad en tanques y ductos con el fin de asegurar la estanqueidad de los mismos.

Todos los años elaboramos planes en las distintas unidades de negocio para dar cumplimiento a distintas resoluciones de seguridad y medio ambiente. El trabajo relacionado con las Resoluciones N° 785/2005 y 404/1994 se lleva a cabo en tanques y también se realizan verificaciones en ductos de acuerdo con la Resolución N° 120-E/2017. En cumplimiento de las regulaciones del Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible de Provincia de Buenos Aires, también realizamos verificaciones de contenedores a presión.

YPF, y varias otras compañías industriales que operan en la ciudad de La Plata, Provincia de Buenos Aires, firmaron un acuerdo comunitario de respuesta ante emergencias junto con tres municipalidades y hospitales locales, bomberos y otros prestadores de servicios de salud y de seguridad para implementar un plan de contingencias ante emergencias. El objetivo de ese programa de ayuda mutua es evitar daños y pérdidas ocasionados por accidentes y emergencias industriales y ambientales. El programa incluye reuniones, simulacros, visitas a plantas y comunicaciones de riesgo y desarrollo de capacidades. También se desarrollaron proyectos y acuerdos similares en otras refinerías y terminales portuarias. Luego de llevar a cabo estas acciones, implementamos programas similares en Bahía Blanca y Luján de Cuyo.

Nuestras tres refinerías están certificadas bajo la norma ISO 9001 (gestión de calidad) e ISO 14001 (gestión ambiental), que se renuevan regularmente. Todas ellas también están certificadas bajo la norma ISO 45001. Además, las refinerías La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul han sido verificadas de conformidad con la norma ISO 14064 respecto de los inventarios de gases de efecto invernadero ("GEI") de origen industrial. Los sistemas de las refinerías son mejorados en forma permanente y revisados por organizaciones acreditadas.

Con foco en el desarrollo y la investigación, la Sociedad creó Y-TEC que está implementando un Programa de Sustentabilidad Ambiental centrado en tres áreas estratégicas: (i) reducción de emisiones; (ii) aumento de la producción sostenible; y (iii) desarrollo de bioproductos. Esto se traduce en proyectos de alto impacto para la industria, tales como el tratamiento de efluentes, el desarrollo de nuevas tecnologías de producción, la biorremediación de suelos, la captura y valorización de CO_2, la eliminación de contaminantes atmosféricos y la valorización de productos agrícolas y desechos. Con respecto al cambio climático, nos hemos comprometido a lograr, en los próximos años, una economía baja en carbono, a través de una producción más eficiente de petróleo, gas, combustibles y derivados, una menor intensidad en las emisiones de GEI y una energía eléctrica más limpia con una mayor proporción de energías renovables.

Producción sostenible

YPF valora la importancia del entorno natural y nos esforzamos para trabajar con altos estándares y responsabilidad en materia de gestión ambiental. El trabajo relacionado al medio ambiente se rige por el principio de precaución, el cumplimiento de la normativa vigente y nuestros compromisos contenidos en las políticas de Sustentabilidad y de Excelencia Operacional.

Como operador líder en la industria del petróleo y gas, tanto el cuidado de la biodiversidad, así como el uso eficiente de recursos son de especial importancia. En este sentido, los aspectos medioambientales significativos que hay que gestionar en el segmento del Upstream están relacionados con el diseño robusto de pozos, con procedimientos operativos para minimizar impactos y la gestión de residuos, especialmente los recortes de perforación y el agua producida y de retorno derivada de la extracción de petróleo. El

uso de agua para fractura hidráulica en actividades no convencionales también requiere de las mejores prácticas de cuidado ambiental. Por su parte, en las plantas de procesamiento y refinerías el foco está puesto en las emisiones de óxido de azufre ("SOx") y los vertidos de agua tratada.

Nuestro enfoque de gestión medioambiental implica la evaluación de riesgos y potenciales impactos en las etapas de planificación de actividades u operaciones. Se incluyen en este enfoque, estudios ambientales específicos, acciones de monitoreo permanente y proyectos de investigación en colaboración con instituciones expertas o académicas para potenciar conocimientos. Nuestro enfoque también incluye el establecimiento de medidas adaptadas al contexto local donde se desarrollan las actividades de la empresa con el propósito de evitar, minimizar, mitigar o compensar impactos negativos en el caso de que fuera necesario. Al mismo tiempo, el desempeño obtenido se evalúa periódicamente mediante informes y revisiones, estableciendo de esta forma las medidas que se deben tomar para implementar las mejoras requeridas. A lo descripto, se agregan una serie de normas internas que establecen criterios mínimos de desempeño que complementan lo exigido en el marco regulatorio local de cada sitio. YPF cuenta con una normativa interna en materia de gestión de emisiones, residuos, uso de agua y preservación de la biodiversidad. Por su parte, el Sistema de Excelencia Operacional también incluye la gestión ambiental centrada en la identificación de los riesgos e impactos significativos, así como en su correcto control a lo largo de toda la cadena de valor.

Cambio climático y transición energética

Particularmente en la Argentina, y más allá de las normas sobre cambio climático aprobadas en 2019, en diciembre de 2020, antes de la COP 26 (Conferencia de la ONU sobre Cambio Climático, Glasgow 2021), Argentina presentó su segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional ("NDC", por sus siglas en inglés), actualizada posteriormente en octubre de 2021, que reflejó una mejora en cuanto a la lucha contra el cambio climático. En este sentido, Argentina aumentó su compromiso con la meta de mitigación presentada en 2016 e incorporó una meta de adaptación de acuerdo con el artículo 7.1 del Acuerdo de París. Esta nueva meta equivale a una disminución total de las emisiones del 19% a 2030, en comparación con el pico histórico alcanzado en 2007, e implica que la Argentina tendría una participación del 0,9% con respecto a las emisiones globales.

Esta NDC anticipa que hacia 2030, la Argentina estará avanzando en un proceso de transición energética, centrando sus esfuerzos en la promoción de la eficiencia energética, la descarbonización de la producción de petróleo y gas natural, utilizando al gas natural como combustible de transición, y en el aumento de generación de energía eléctrica térmica eficiente y de energía renovable con foco en la generación distribuida. A su vez, se desarrollará la cadena de producción de hidrógeno, al tiempo que se pondrán en marcha nuevas centrales nucleares e hidroeléctricas. Para la promoción de sistemas de transporte sostenibles, se fomentará la eficiencia energética y el mayor uso de gas natural, hidrógeno, electricidad y biocombustibles.

YPF reconoce que los sistemas energéticos mundiales y locales deben transformarse para impulsar la descarbonización y, al mismo tiempo, garantizar el acceso a una energía accesible y limpia para todos. Nos estamos preparando para este nuevo escenario, incorporando la resiliencia al cambio climático en la nueva estrategia y modelo de innovación de la Compañía. La Compañía tiene un compromiso y una gobernanza orientada a las bajas emisiones de carbono y tiene en cuenta las consideraciones climáticas y energéticas en la toma de decisiones, los escenarios, las pruebas de sensibilidad de nuestra cartera, los incentivos a los ejecutivos y los reportes.

Las principales iniciativas se centran en la reducción de las emisiones de las operaciones de petróleo y gas, a la vez que se trabaja y explora en nuevos negocios con baja emisión de carbono, iniciativas de compensación y programas de adaptación de las operaciones a futuros escenarios y riesgos potenciales.

Nuestra estrategia de descarbonización

Si bien el petróleo y el gas natural seguirán constituyendo nuestra cartera principal en los próximos años, estamos comprometidos con el fortalecimiento de la eficiencia energética, con operaciones con bajas emisiones de carbono y con el desarrollo de alternativas energéticas más sustentables, con el fin de garantizar un modelo de negocio competitivo y resiliente en la transición energética. Estas líneas de acción incluyen la promoción de energías renovables y la producción de gas natural como alternativas más limpias al petróleo, no sólo para el mercado interno, sino también para el mercado externo, sujeto a las condiciones del mercado.

Lo haremos a través de negocios rentables, resilientes, transparentes y responsables basándonos en la innovación, las nuevas tecnologías, la excelencia operacional y la transformación de nuestras operaciones y de nuestra cultura corporativa. En particular, en energía renovable, al proporcionar una fuerte inversión en I+D y proyectos en esta área, esperamos aumentar nuestra capacidad de generación de energía mediante la diversificación de las fuentes de energía.

El petróleo no convencional producido en nuestras operaciones en Vaca Muerta ha demostrado ser muy competitivo en términos de toneladas de CO_2 emitidas por barril de petróleo producido, y estamos trabajando para reducir aún más su huella de carbono, esfuerzo que se replica para el petróleo convencional.

Vaca Muerta cuenta además con un enorme potencial en gas natural, energía de transición por excelencia, ya que produce un 50% menos de dióxido de carbono que el carbón durante la producción de energía y es un buen complemento para la intermitencia de las energías renovables. Estamos convencidos de que el pleno desarrollo de estos recursos permitirá no solo abastecer el mercado local, actualmente más del 50% de nuestra matriz energética proviene del gas, sino contribuir también a la descarbonización de otros países de la región que aún basan su generación eléctrica en el carbón o el petróleo y, más a largo plazo, exportarlo al resto del mundo como gas natural licuado.

Para articular todos estos esfuerzos, hemos renovado nuestra hoja de ruta de transiciones energéticas que fija metas de corto y mediano plazo, concretas y mensurables, que son más ambiciosas que aquellas con las que ya contábamos, relacionadas tanto con la descarbonización del negocio de petróleo y gas como con la estimulación de energías renovables y otras nuevas soluciones energéticas.

Hemos trazado una nueva estrategia energética alineada con el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París y las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional para alcanzar la neutralidad en carbono en 2050, y con su rol de promotora de la economía argentina y regional. Estas metas se desglosan en objetivos intermedios anuales que forman parte del plan de negocios de YPF, se monitorean de manera periódica y han sido incorporadas a las evaluaciones de desempeño de gran parte de la dotación de la Compañía, incluida la plana ejecutiva, para que incidan en un porcentaje de las remuneraciones. En definitiva, son una parte integral de cómo concebimos nuestro negocio.

La estrategia de transición energética de YPF cuenta con tres pilares centrales que se combinan con distinta ponderación según los horizontes temporales proyectados y contribuyen de manera particular y conjunta en la transición de YPF a una empresa integral de energía, así como en la transición energética del país y de la región:(i) operaciones de petróleo y gas de alto valor y con bajas emisiones de carbono;(ii) crecimiento rentable de energía eléctrica y energías renovables; y (iii) liderazgo país en I+D para nuevas soluciones energéticas e iniciativas de compensación.

VIII. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

Determinación de reservas y su evolución

La información que se presenta a continuación se encuentra en cumplimiento con los requerimientos de la Resolución General N° 541/2008 de la CNV “Información sobre reservas petroleras y gasíferas”, luego incorporada a las normas de la CNV en su T.O. 2013.

Las reservas comprobadas representan cantidades estimadas de petróleo (incluyendo condensados), líquidos de gas natural y gas natural, para las cuales la información geológica y de ingeniería disponible demuestra con certeza razonable que podrán ser extraídas en el futuro de yacimientos conocidos, teniendo en cuenta las condiciones económicas y operativas existentes al cierre del ejercicio. Las reservas comprobadas desarrolladas son reservas comprobadas con razonables expectativas de ser extraídas mediante las condiciones actuales de operación de pozos, métodos operativos, equipos y plantas.

Las estimaciones de reservas fueron preparadas usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria del petróleo y gas, y de acuerdo con las regulaciones vigentes de la SEC y de la CNV. La elección del método o combinación de métodos empleados en el análisis de cada yacimiento fue efectuada en base a la experiencia en el área, el grado de desarrollo, calidad y confiabilidad de la información fuente, y la historia de producción. Existen incertidumbres inherentes al pronóstico de perfiles de producción futura y de los costos de desarrollo, y a la estimación de las reservas comprobadas, incluyendo algunos factores que escapan al control del productor. La ingeniería de reservas comprende procesos de estimación de las acumulaciones de petróleo y de gas natural en el subsuelo, que no pueden ser medidas de una manera exacta, y la exactitud de cualquier estimación de reservas está en función de la calidad de la información disponible, y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Como resultado de ello, las estimaciones realizadas por diferentes profesionales a menudo varían. Adicionalmente, los resultados de perforaciones, verificaciones y producción posteriores a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de esta última. Por lo tanto, las estimaciones de reservas son revisadas a partir de los resultados y la evolución de la información. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de la precisión de la información y los métodos sobre los cuales se basan. Las reservas estimadas fueron sujetas en el proceso a una evaluación económica para determinar sus límites económicos.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas, aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen regalías. YPF aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Los siguientes cuadros reflejan las reservas estimadas de petróleo y condensado, líquidos de gas natural y gas natural al 31 de diciembre de 2022 y la evolución correspondiente:

	Petróleo y condensado (millones de barriles)	
	2022	
	Argentina	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	643	643
Revisiones de estimaciones anteriores	(72)	(72)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	118	118
Compras y ventas	-	-
Producción del ejercicio [1]	(83)	(83)
Saldos al cierre del ejercicio [1]	**606**	**606**
Reservas comprobadas, desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	322	322
Saldos al cierre del ejercicio	**262**	**262**
Reservas comprobadas, no desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	321	321
Saldos al cierre del ejercicio	**344**	**344**

(1) Nuestras reservas comprobadas de petróleo y condensado al 31 de diciembre de 2022 incluyen un volumen estimado de 82 mmbbl relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de petróleo y condensado para el año 2022 incluye un volumen estimado de 12 mmbbl relativos a los citados pagos.

	Líquidos de gas natural (millones de barriles)	
	2022	
	Argentina	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	64	64
Revisiones de estimaciones anteriores	1	1
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	27	27
Compras y ventas	-	-
Producción del ejercicio [1]	(15)	(15)
Saldos al cierre del ejercicio [1]	**77**	**77**
Reservas comprobadas, desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	34	34
Saldos al cierre del ejercicio	**36**	**36**
Reservas comprobadas, no desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	30	30
Saldos al cierre del ejercicio	**41**	**41**

(1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2022 incluyen un volumen estimado de 11 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de líquidos de gas natural para el año 2022 incluye un volumen estimado de 2 mmbbl relativos a los citados pagos.

	Gas natural (miles de millones de pies cúbicos)	
	2022	
	Argentina	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	**2.447**	**2.447**
Revisiones de estimaciones anteriores	(91)	(91)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	953	953
Compras y ventas	-	-
Producción del ejercicio [1]	(483)	(483)
Saldos al cierre del ejercicio [1]	**2.826**	**2.826**
Reservas comprobadas, desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	1.676	1.676
Saldos al cierre del ejercicio	**1.637**	**1.637**
Reservas comprobadas, no desarrolladas		
Saldos al inicio del ejercicio	771	771
Saldos al cierre del ejercicio	**1.189**	**1.189**

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2022 incluyen un volumen estimado de 335 mmcf, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de gas natural para el año 2022 incluye un volumen estimado de 57 mmcf relativos a los citados pagos.

En el año 2022 la incorporación neta de reservas comprobadas (desarrolladas y no desarrolladas) de hidrocarburos alcanzó los 228 millones de boe. Este resultado neto se alcanza a partir de la incorporación de 154 millones de boe correspondientes a reservas de gas, y una incorporación de 74 millones de barriles correspondientes a líquidos. De esta manera, y teniendo en consideración la producción del período por un valor de 184 millones de boe, las reservas comprobadas aumentaron un 3,8%, de 1.143 millones de boe a 1.187 millones de boe.

En consecuencia, en el año 2022 la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 124%, mientras que en el año 2021 la tasa de reemplazo de reservas fue de 229%.

En la cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas de gas natural y petróleo no convencional. Entre ellas, las áreas de Rincón del Mangrullo, La Calera, Aguada Pichana Este, Aguada de La Arena, Aguada Pichana Oeste, El Orejano y La Ribera Bloque I lograron las principales incorporaciones de reservas de gas natural. En el caso de las reservas de líquidos, entre las áreas con las principales incorporaciones se destacan La Amarga Chica, Loma La Lata Norte, Bandurria Sur, Aguada del Chañar y Lindero Atravesado. En cuanto a las incorporaciones de gas natural y líquidos convencionales, se destacan las adicionadas en las áreas de Loma La Central y Llancanelo, respectivamente.

En la cuenca del Golfo de San Jorge, se destacan la incorporación de reservas de líquidos, principalmente en el área de Manantiales Behr y la desincorporación de reservas en el área de Los Perales.

En la cuenca Cuyana se destaca la incorporación de reservas comprobadas en el área de Barrancas, mientras que en la cuenca Austral se produjo una desincorporación de reservas comprobadas de gas natural principalmente en el área de Tierra del Fuego Fracción B.

Al 31 de diciembre de 2022 las principales áreas de reservas de hidrocarburos de YPF son las siguientes: Loma La Lata Norte, La Amarga Chica, Rincón del Mangrullo, Aguada de La Arena, Bandurria Sur, Loma La Lata Central, Loma Campana, La Calera, Río Neuquén, Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste, Aguada del Chañar, El Orejano y Aguada Toledo - Sierra Barrosa en la cuenca Neuquina; Manantiales Behr, Los Perales, Seco León y Barranca Baya en la cuenca del Golfo San Jorge; y Magallanes en la cuenca Austral.

Control interno y auditoría de las reservas

Todas nuestras reservas de petróleo y de gas natural han sido estimadas por nuestros ingenieros en petróleo. Con el objetivo de lograr un estándar alto de "certeza razonable", las reservas estimadas se declaran tomando en cuenta guías adicionales tales como las relacionadas con los requerimientos de productividad económica del reservorio, extensiones razonables del área de reservas comprobadas, los mecanismos de extracción y los métodos de recuperación mejorada, la comercialización conforme a las condiciones económicas y operativas existentes y la madurez del proyecto.

Las estimaciones de recuperación final se obtienen mediante la aplicación de factores de recuperación a las cantidades originales de petróleo en el sitio. Esos factores se basan en el tipo de energía inherente del reservorio, el análisis de las propiedades de los fluidos y las rocas, la posición estructural de los reservorios y su historial de producción. En algunos casos, se comparan reservorios que tengan producciones similares en las áreas donde se encuentren disponibles datos más completos.

Nuestras reservas al 31 de diciembre de 2022 fueron estimadas internamente y auditadas de acuerdo con el procedimiento de control de calidad, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF.

Auditoría de Reservas ("AR") está separada y es independiente del segmento de Upstream. La actividad de AR es supervisada por el Comité de Auditoría de YPF, que es responsable también de supervisar los sistemas y procedimientos utilizados para el registro y el control interno sobre las reservas de hidrocarburos de la Sociedad. Los objetivos primordiales de AR son asegurarse de que las estimaciones y declaraciones de reservas comprobadas de YPF cumplen con las reglas y definiciones de la SEC, del Financial Accounting Standard Board ("FASB") y la Sarbanes-Oxley Act de Estados Unidos, así como también evaluar los cambios anuales en las estimaciones de reservas y el registro de las reservas comprobadas. AR es responsable de preparar la información a ser difundida públicamente con relación a nuestras reservas comprobadas de petróleo, condensado, líquidos del gas natural y gas natural. Asimismo, es también responsabilidad de AR brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. AR es gestionada y está integrada por personas que cuentan con un promedio cercano a 20 años de experiencia técnica en la industria petrolera, incluyendo experiencia en la clasificación y categorización de reservas de acuerdo con las normas de la SEC. El personal de AR incluye diversas personas que cuentan con títulos superiores, ya sea en ingeniería o geología, así como otras que cuentan con licenciaturas en varios estudios técnicos. Varios integrantes de AR están registrados o afiliados a los organismos profesionales en su especialidad.

Todos los volúmenes registrados son sometidos a auditorías de reservas por un tercero en forma periódica. Los yacimientos sometidos a auditorías de reservas para cualquier año se seleccionan conforme a los siguientes parámetros: (i) todos los yacimientos en un ciclo de rotación 3 años; y (ii) yacimientos recientemente adquiridos no sometidos a una auditoría, estimación o revisión durante el ciclo anterior y yacimientos respecto de los cuales se encuentra disponible información nueva que podría afectar materialmente las estimaciones de reservas anteriores.

Para aquellas áreas sometidas a auditorías externas, las estimaciones de YPF de reservas comprobadas deben estar dentro de la tolerancia del 7% o 10 mmbpe de las estimaciones del auditor externo para que YPF declare que el auditor externo ha ratificado los volúmenes. En el caso de que la diferencia fuera mayor que el mencionado nivel de tolerancia, YPF efectuará una nueva estimación de las reservas comprobadas con el objeto de alcanzar ese nivel de tolerancia, o deberá reportar las cifras que surgen del trabajo del auditor externo.

En 2022 DeGolyer & MacNaughton auditó ciertas áreas de YPF, operadas y no operadas, de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Noroeste y Cuyana. Estas auditorías fueron realizadas con fecha 31 de diciembre de 2022 y los campos auditados contienen en conjunto de acuerdo con nuestra estimación, 375 millones de boe de reservas comprobadas netas, lo cual representa el 31,6% del total de nuestras reservas comprobadas netas a esa fecha.

Además, se nos requiere, de conformidad con las Resoluciones N° 69/2016 y 324/2006 de la Subsecretaría de Hidrocarburos, que presentemos en forma anual hasta el 31 de marzo de cada año, detalles de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas natural y recursos ante la Subsecretaría de Hidrocarburos, con la certificación de un auditor externo de reservas. La mencionada certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en dichas Resoluciones y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y de gas natural bajo las normas de la SEC. Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas natural presentadas ante la Subsecretaría de Hidrocarburos son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas natural incluidas en la presente Memoria, debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la Subsecretaría de Hidrocarburos incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades; (ii) la información presentada ante la Subsecretaría de Hidrocarburos incluye otras categorías de reservas y recursos diferentes a las reservas comprobadas que no se incluyen en esta Memoria, el cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC y según se menciona en el párrafo precedente; y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de las Resoluciones N° 69/2016 y 324/2006 es diferente de la definición de "reservas comprobadas de petróleo y gas" establecida en la Norma 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC. Por ende, todas las estimaciones de reservas comprobadas de petróleo y de gas natural incluidas en esta Memoria reflejan solamente las reservas de petróleo y de gas natural en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC.

IX. PERSPECTIVAS

El año 2022 transcurrió en un contexto de rápida recuperación económica que ya había comenzado en 2021, luego del derrumbe ocurrido en el año 2020 como consecuencia de la pandemia de COVID-19. El cumplimiento de las metas acordadas con el FMI para las primeras revisiones y el repunte de la actividad económica, constituyen avances importantes para la recuperación económica, pero aún quedan desafíos relevantes por resolver vinculados con los desbalances macroeconómicos de la economía local, entre ellos las altas tasas inflacionarias. Por otra parte, el conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania ha tenido y probablemente seguirá teniendo un impacto significativo en los precios de la mayoría de los commodities (incluyendo el precio de los hidrocarburos y sus derivados), acentuando los procesos inflacionarios y afectando las cadenas de suministro en general, particularmente en el sector energético.

En este contexto, durante 2022 la Sociedad transitó una recuperación significativa con una notable performance en el ámbito económico financiero, alcanzando las metas operativas propuestas con el cumplimiento del plan de inversiones de alrededor de US$ 4.200 millones que permitió que YPF celebre su primer centenario, acompañado de una producción de hidrocarburos con el crecimiento orgánico más alto de los últimos 25 años y obteniendo el mayor nivel de procesamiento en sus refinerías de los últimos años. Este incremento en la producción de hidrocarburos sienta las bases para el crecimiento de la producción esperado para los próximos años.

En 2023, mantendremos una estrategia alineada con la visión de ser la empresa integrada de energía líder de Argentina, con foco principalmente en el desarrollo, la producción y el procesamiento eficientes de petróleo y gas natural y la comercialización de hidrocarburos y productos derivados de un modo sustentable, con esfuerzos incrementales en materia de identificación y puesta en ejecución de proyectos destinados a transitar el camino de la transición energética, generando valor de largo plazo para nuestros accionistas, empleados, clientes, proveedores directos e indirectos y, en términos generales, para todo el país teniendo en cuenta el rol de YPF como empresa líder de Argentina. En este sentido, seguiremos enfocados en nuestros negocios principales e insistiendo en la mejora continua de nuestros procesos y operaciones, preservando la prudencia financiera como línea rectora de nuestras decisiones y protegiendo la salud de nuestra gente. El contexto probablemente continuará siendo muy desafiante en el marco de los efectos derivados del conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania y la volatilidad de las variables macroeconómicas locales en un año electoral. En consecuencia, continuamos trabajando para mitigar la presión sobre los costos por el contexto de elevada inflación, a la vez que iremos monitoreando variables clave (tipo de cambio y precio internacional del petróleo) para administrar la estrategia de precios de venta de nuestros combustibles en el mercado local con el objetivo de mantener una capacidad de generación de caja operativa saludable que nos permita financiar nuestro ambicioso plan de inversiones que apunta a poner en valor nuestros vastos recursos hidrocarburíferos y las oportunidades que tenemos en materia de transición energética.

En esta línea, la Sociedad proyecta un desafiante plan de inversiones de aproximadamente US$ 5.000 millones para el año 2023 con un incremento significativo respecto al programa ejecutado en 2022, con el objetivo primordial de aumentar la producción de petróleo y de gas natural y destinando mayores recursos de capital al aseguramiento y conservación de las instalaciones existentes. En el caso del Upstream, el plan de inversiones para el año 2023 continúa enfocándose en los campos no convencionales y en la gestión activa del declino natural en los campos convencionales. En cuanto a la apertura entre petróleo y gas natural, el plan establece inversiones significativas en petróleo, pero destina también recursos a las inversiones en gas natural en línea con los compromisos asumidos en el Plan GasAr 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028 (véase Nota 35.d.1) a los estados financieros consolidados) potenciadas también por la construcción de las obras de evacuación de gas natural ejecutadas por YPF a través de la nueva unidad de negocio Midstream Gas. En el caso del Downstream, las inversiones están enfocadas en sustentabilidad, incluyendo la ejecución del proyecto plurianual de nuevas especificaciones de combustibles, y la adecuación de la logística para la evacuación de petróleo y de las refinerías para el procesamiento del petróleo no convencional.

Asimismo, durante 2022 la Sociedad continúa avocada a la defensa de sus intereses, particularmente en lo referido a aquellas contingencias relevantes (véase Notas 16, 32 y 33 a los estados financieros consolidados). Dados los calendarios procesales de estas causas, la Dirección de la Sociedad monitorea en forma continua su evolución, el potencial impacto de las mismas en los resultados y la situación financiera del Grupo, como asimismo los cursos de acción a seguir y medidas a adoptar.

X. PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

Según los estados financieros individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, la ganancia neta al cierre del ejercicio es de $ 289.057 millones y los resultados acumulados no asignados ascendieron a la suma de $ 1.001.214 millones, los cuales incluyen resultados acumulados por $ 232.849 millones y diferencias de conversión acumuladas por $ 768.365 millones. En función del cambio de política contable en los términos previstos por la Resolución General N° 941/2022 de la CNV, se apropiaron las diferencias de conversión acumuladas en la cuenta de "Otros Resultados Integrales" a cada uno de los componentes del patrimonio que les dieron origen, tal como se expone en Nota 2.b) a los estados financieros consolidados. Al 31 de diciembre de 2022, el total del patrimonio neto de la Sociedad es positivo y asciende a $ 1.851.030 millones, no encontrándose la Sociedad alcanzada por las disposiciones del artículo 206 ni del artículo 94 inciso 5 de la LGS.

De acuerdo con el artículo 3 punto 11 apartados c) y e), Capítulo III, Título IV de las Normas de la CNV, por nota a los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, se informa que existe una restricción a la distribución de los resultados no asignados por un total de $ 12.040 millones que surge de: (i) acciones propias en cartera, mientras se mantengan en cartera las acciones propias adquiridas por la Sociedad por un importe equivalente al costo de adquisición de acciones propias por $ 4.499 millones; (iii) prima de negociación de acciones propias, cuando el saldo de la cuenta de "Prima de Negociación de Acciones Propias" fuera negativo, por el saldo negativo de dicha cuenta por $ 158 millones; y (iii) las diferencias de conversión apropiadas por $ 7.383 millones.

El Directorio estima conveniente proponer a la Asamblea de Accionistas, previa deducción de los montos cuya distribución se encuentra restringida conforme al párrafo precedente, es decir la suma de $ 989.174 millones, lo siguiente:

(i) Destinar la suma de $ 6.215 millones a constituir una reserva para la adquisición de acciones propias, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno para su afectación a los planes de beneficios basado en acciones (de acuerdo con los artículos 64 y 67 de la Ley N° 26.831). Véase "Política de remuneraciones al Directorio y planes de bonificaciones e incentivos".

(ii) Destinar la suma de $ 40.000 millones a constituir una reserva facultativa para futuros dividendos, facultando al Directorio en forma amplia, para que teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, financieras y de disponibilidad de fondos así como los resultados operativos, inversiones y otros aspectos que considere relevantes en el desarrollo de las actividades de la Sociedad, disponga la utilización total o parcial, en una o más veces, de dicha reserva para futuras distribuciones de dividendos, determinando la oportunidad, forma, condiciones y monto para su distribución.

(iii) Destinar la suma de $ 942.959 millones a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la LGS.

Asimismo, el artículo 70 de la LGS establece que debe destinarse a la Reserva Legal no menos del 5% de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el resultado del ejercicio hasta que la misma alcance un monto igual al 20% del capital social, hecho que se ha cumplido durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009. Asimismo, en los términos previstos por la Resolución General N° 941/2022 de la CNV, se informa que en virtud de las diferencias de conversión acumuladas asociadas al capital social y ajuste de capital resultó necesario apropiar la suma de $ 137.268 millones correspondientes a las diferencias de conversión acumuladas en la cuenta de "Otros Resultados Integrales" al incremento de dicha Reserva.

Entre otros propósitos, la presente Memoria, análisis y explicaciones de la Dirección, tiene por objeto cumplir con la información requerida por artículo 66 de la LGS.

EL DIRECTORIO

Buenos Aires, 9 de marzo de 2023