

YPF Sociedad Anónima

Domicilio: Av. Macacha Güemes 515 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ejercicio Económico N° 43 iniciado el 1 de enero de 2019

Reseña Informativa al 30 de septiembre de 2019

Información confeccionada sobre la base de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados de YPF S.A. y sus sociedades controladas

Contenido

- 1.- Comentarios Generales (*)
- 2.- Síntesis de la Estructura Patrimonial
- 3.- Síntesis de la Estructura de Resultados
- 4.- Síntesis del Estado de Flujos de Efectivo
- 5.- Datos Estadísticos (*)
- 6.- Índices
- 7.- Perspectivas (*)

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

Noviembre 7, 2019

1. Comentarios Generales

Siendo YPF S.A. (en adelante “YPF” o la “Sociedad”) y sus subsidiarias (en adelante y en su conjunto, el “Grupo”) un conjunto de empresas cuya actividad se centra básicamente en el mercado argentino, el Grupo lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país.

Contexto Macroeconómico

Desde el segundo trimestre 2018, a partir del comportamiento de algunas variables macroeconómicas, como el tipo de cambio y la inflación, se produjo un impacto negativo en el nivel de actividad económica. Adicionalmente, el plan acordado por el Gobierno Nacional con el FMI, todo ello con la intención de contener la inflación y el tipo de cambio, determinó la necesidad de actuar sobre la política monetaria en términos restrictivos, absorbiendo pesos del mercado, actuando sobre las tasas de interés, entre otros, todo lo cual tuvo también sus consecuencias en el consumo y, como tal, en el comportamiento de la economía en general. Luego de los resultados de las elecciones primarias, abiertas, simultáneas y obligatorias (“PASO”), ocurridas en agosto de 2019, aumentó la percepción del riesgo asociado a los activos argentinos, deteriorando la capacidad del sector público de renovar los vencimientos de la deuda de corto plazo. Esto provocó una fuerte caída en el precio de todos los activos argentinos (títulos públicos y privados, acciones y otros), una depreciación del tipo de cambio, y una caída de los depósitos en dólares y consecuentemente de las reservas externas del BCRA.

De acuerdo con los últimos datos publicados en el Informe Estimador Mensual de Actividad Económica confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la estimación provisoria mostró una variación negativa de la actividad económica en el PIB (Producto Interno Bruto) del 2,3% para los primeros ocho meses del año 2019 con respecto al mismo período de 2018 y 1,3% negativo para los primeros nueve meses de 2018 con respecto a igual período de 2017.

Durante los primeros nueve meses de 2019, el incremento de precios reflejado por el índice de precios al consumidor (IPC) elaborado por el INDEC, el cual es representativo del total de hogares del país, fue del 37,7%, mientras que el índice de precios internos mayoristas (IPIM), elaborado por el mismo organismo, fue del 40,0% en el mismo período. En 2018, el incremento del IPC había sido del 32,4% para los primeros nueve meses y del 47,6% para todo el año mientras que, durante el año 2017, el índice de precios al consumidor había tenido un incremento aproximado del 24,8%.

En materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar, según cotización Banco Nación promedio tipo de cambio vendedor y comprador, culminó los primeros nueve meses de 2019 en un valor de 57,5 pesos por dólar, habiéndose incrementado aproximadamente un 52,9% desde su valor de 37,6 pesos por dólar al cierre 2018. La cotización promedio de los primeros nueve meses de 2019 fue un 77,0% superior al promedio registrado durante el mismo período de 2018. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados, la cotización del dólar oficial ascendía a 59,6 pesos por dólar, significando una devaluación adicional del 3,7% a la ya comentada precedentemente. Adicionalmente, la cotización del dólar contado con liquidación presenta una brecha con respecto al dólar oficial de aproximadamente más del 32%.

La depreciación del peso observada a partir del segundo y tercer trimestre de 2018 se produjo en el marco de un retiro de capitales de los países emergentes, profundizado en el caso de nuestro país por una fuerte sequía que redujo las exportaciones del complejo sojero durante 2018, y por el efecto de los déficits de cuenta corriente y fiscal existentes, situación que continuó durante el primer trimestre de 2019. Adicionalmente, tras el resultado de las PASO del 11 de agosto de 2019, y debido a la gran incertidumbre económica y política, el valor del Dólar Estadounidense ha sufrido considerables variaciones.

El 8 de mayo de 2018, el Presidente Mauricio Macri anunció que el gobierno argentino iniciaría negociaciones con el FMI con el objetivo de adquirir una línea de crédito stand-by, que permitiría a la Argentina acceder al financiamiento del FMI. El 8 de junio de 2018, los puntos clave del acuerdo se hicieron públicos, que consisten en un préstamo stand-by por US\$ 50.000 millones, sujeto a ajustes estrictos, principalmente debido a preocupaciones fiscales y políticas, a las que el gobierno nacional estará sujeto en los próximos años. El 22 de junio de 2018, el FMI realizó un desembolso inicial de US\$ 15.000 millones. Adicionalmente, el 26 de septiembre de 2018, Argentina concluyó un nuevo acuerdo con el FMI. Este nuevo acuerdo respaldó el acuerdo stand-by de tres años aprobado el 20 de junio de 2018, e incluye un incremento en los fondos disponibles del FMI de US\$ 19.000 millones hasta fines de 2019. Asimismo, se eleva el monto máximo de préstamo disponible a US\$ 57.100 millones hasta 2021.

El 26 de octubre de 2018, el FMI aprobó la ampliación del acuerdo stand-by en aproximadamente US\$ 5.600 millones. El FMI aprobó la primera revisión del desempeño de Argentina en el marco del nuevo acuerdo stand-by, y autorizó una nueva transferencia de aproximadamente US\$ 5.700 millones. El 19 de diciembre de 2018, el FMI aprobó un nuevo desembolso de US\$ 7.600 millones, que junto a los dos anteriores totalizaron un monto total de US\$ 28.300 millones para el año 2018. Con fecha 5 de abril de 2019 el FMI realizó el primer desembolso del año por US\$ 10.800 millones. Con fecha 16 de julio de 2019, el FMI realizó el segundo desembolso del año que ascendió a US\$ 5.400 millones.

El Comité de Política Monetaria (COPOM) del BCRA, según lo expone en su Informe de Política Monetaria de octubre de 2019, continuó manteniendo una política monetaria contractiva y, en forma complementaria, implementó un conjunto de medidas destinadas a regular el acceso al mercado cambiario y a reducir la demanda de dólares.

Con fecha 1° de septiembre de 2019 se publicó en el BO la Comunicación A6770 con el objetivo de regular desde esta fecha los ingresos y los egresos en el mercado de cambios a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas ante el grado de incertidumbre. Entre las medidas tomadas se destacan las siguientes:

- Los cobros de exportaciones de bienes deberán ser ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.
- Los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país, o de su acreditación en cuentas del exterior.
- Se establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de Personas Jurídicas para la constitución de activos externos y para la constitución

de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados. Asimismo, se estableció la misma restricción para las Personas Humanas residentes cuando supere el equivalente a US\$ 10.000 mensuales.

- Se establece la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior que se desembolsen a partir de la fecha mencionada y la obligación de demostrar el cumplimiento de este requisito para el acceso al mercado de cambios para la atención de los servicios de capital e intereses de las mismas.
- Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir de la fecha mencionada.
- Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para el giro de utilidades y dividendos.
- Se requiere la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para la precancelación con más de 3 días hábiles antes al vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior.
- Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

La suba del tipo de cambio registrada a partir de las PASO interrumpió, en agosto y septiembre, la tendencia descendente que venía mostrando la inflación. Las medidas implementadas permitieron estabilizar el tipo de cambio, con el objetivo de que la inflación retome su sendero decreciente. A medida que se reducía la volatilidad financiera, también se buscó aplacar la caída de los depósitos en dólares y de las reservas internacionales.

Las metas actualizadas se establecieron en un contexto en el que las proyecciones de demanda de dinero podrían perder precisión. En consecuencia, para garantizar el carácter contractivo de la política monetaria, el COPOM aumentó el límite inferior para la tasa de interés de las Letras de Liquidez (LELIQ) del 58% actual a 78% en septiembre. Para octubre, este límite se estableció en 68%, de manera consistente con las proyecciones del mercado.

El 29 de agosto de 2019, fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 596/19 (el “Decreto 596”), a través del cual se postergaron las obligaciones de pago correspondientes a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo (Letes, Lecap, Lecer y Lelink) cuyos tenedores sean tenedores institucionales, es decir, no alcanza a las personas humanas que sean tenedores de dichos títulos, y establece que se dará intervención al Congreso de la Nación a los efectos de promover la modificación voluntaria del perfil de los vencimientos de los compromisos financieros de los títulos representativos de deuda pública nacional de mediano y largo plazo. El Decreto 596 dispone que en el caso de que los tenedores de dichos títulos sean tenedores institucionales, el pago de los mismos, si bien se hará sin quita en el capital ni en los intereses, se realizará de la siguiente manera: (i) 15% al vencimiento, (ii) 25% a los 90 días del vencimiento; y (iii) el 60% restante a los seis meses.

Adicionalmente, el Gobierno Nacional lanzó un paquete de medidas económicas que consistió en (i) el otorgamiento de bonos para trabajadores públicos y privados; (ii) el congelamiento, hasta noviembre de 2019, del precio de tarifas de energía eléctrica y gas; (iii) la suspensión del aumento por inflación de las cuotas de los créditos UVA, hasta diciembre de 2019; (iv) el aumento del mínimo

no imponible del impuesto a las ganancias; (v) la convocatoria al Consejo del Salario Mínimo Vital y Móvil; (v) la eliminación del impuesto al valor agregado (IVA) para alimentos que integran la canasta básica alimentaria, hasta diciembre de 2019.

Otra medida adoptada fue la publicación del Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) N° 566/19 que congeló por 90 días el precio del gasoil, la nafta, el petróleo, el biodiésel y los impuestos a su valor del 9 de agosto, tomando un tipo de cambio de referencia de \$45,19 por dólar estadounidense y un precio Brent de referencia de US\$59/bbl. En consecuencia, el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras, expendedores mayoristas y/o minoristas, en todos los canales de venta, no podrá ser superior al vigente del día 9 de agosto. Asimismo, durante el periodo que abarca dicho Decreto, las empresas productoras de hidrocarburos deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras locales. Por su parte, las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas deberán cubrir el total de la demanda nacional de combustibles líquidos, en un todo de acuerdo con las calidades, tipos y demás requisitos establecidos por la normativa vigente, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales de mercado.

Con fecha 2 de septiembre de 2019, el Presidente de la Nación en Acuerdo General de Ministros publicó el DNU N° 601/19, el cual modificó el Decreto N° 566/19. Al respecto se estableció que hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$46,69 por dólar estadounidense y un precio Brent de referencia de US\$59/bbl. En segundo lugar, se mantuvo vigente el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en boca de expendio hasta el 13 de noviembre de 2019.

Con fecha 19 de septiembre de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía publicó la Resolución N° 557/19 mediante la cual modificó el Decreto N° 601/19. Al respecto estableció que durante la vigencia del Decreto citado previamente, los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio podrá incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019. En segundo lugar, y durante el mismo periodo de vigencia, estableció que las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras el día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$49,30 por dólar estadounidense, equivalente a un 5,58% de incremento, y un precio Brent de referencia de US\$59/bbl.

Con fecha 1° de noviembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 688/2019 que modificó el Decreto N° 601/2019 y la Resolución SGE N° 557/2019, disponiendo que durante la vigencia del Decreto N° 601/2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$51,77/US\$, equivalente a un cinco por ciento 5% de incremento sobre el valor de referencia establecido en la Resolución

SGE N° 557/2019, y un precio de referencia Brent de US\$ 59/bbl; y a partir del 1° de noviembre de 2019 y durante la vigencia del Decreto N° 601/2019, los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) podrán incrementarse hasta 5% respecto de los precios vigentes al 20 de septiembre de 2019.

Las elecciones presidenciales y legislativas del 27 de octubre de 2019 determinaron la elección de Alberto Fernandez como Presidente de Argentina. El nuevo Gobierno asumirá el cargo el 10 de diciembre de 2019. Es difícil predecir el impacto que tendrán las medidas que el nuevo Gobierno podría tomar sobre la economía argentina en su conjunto (incluyendo las medidas vinculadas al sector energético o el impacto sobre el mismo en particular).

Luego de conocidos los resultados de las elecciones, el Directorio del BCRA decidió tomar una serie de medidas con el fin de preservar las reservas del Banco Central. Con fecha 28 de octubre de 2019 se publicó en el BO la Comunicación A6815 del BCRA que modifica la Comunicación A6770 y refuerza los controles cambiarios, destacándose la restricción para la formación de activos externos para Personas Humanas residentes cuando se supere el equivalente a US\$ 200 mensuales.

El 30 de octubre de 2019 el COPOM decidió modificar el límite inferior de la tasa de interés de las Letras de Liquidez (LELIQ) y estableció para noviembre un crecimiento de la meta de base monetaria del 2,5% con respecto a la meta de octubre, ajustada por el mencionado cambio en el esquema de encajes.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados, no podemos asegurar el impacto que tendrá el préstamo suscripto con el FMI ni las medidas adoptadas por el actual y/o nuevo Gobierno Argentino en funciones a partir del 10 de diciembre próximo, para contener la inflación y/o el tipo de cambio entre otros, como así también para desregular el sector energético conforme las disposiciones vigentes a la fecha antes mencionadas y vigentes hasta el 13 de noviembre, todo ello en la economía argentina, e indirectamente en nuestra situación patrimonial, financiera o de otro tipo, nuestros resultados, y nuestras operaciones o negocios.

Por otro lado, un incremento sustancial en el valor del peso frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del peso afectaría adversamente las exportaciones e incrementaría el déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo, así como reducir los ingresos del sector público argentino al reducir la recaudación impositiva en términos reales, dada su fuerte carga actual dependiente de los impuestos sobre las exportaciones. No podemos predecir respecto a la ocurrencia o no, y en su caso en qué medida, el valor del peso podría depreciarse o apreciarse respecto del dólar estadounidense y la forma en que cualquiera de tales fluctuaciones podría afectar nuestro negocio.

En este sentido, un 93,1% de la deuda financiera del Grupo (\$ 468.768 millones al cierre de los primeros nueve de 2019) se encuentra denominada en dólares, y un 80,6% de la deuda financiera del Grupo es deuda a largo plazo (más de un año a su vencimiento).

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, los precios promedio correspondientes a la cotización del barril de crudo Brent fueron de US\$ 64,7 y US\$ 72,2 durante los primeros nueve meses de 2019 y 2018, respectivamente. En cuanto a los crudos locales Medani y Escalante los precios promedio correspondientes a la cotización por barril de crudo fueron US\$ 54,7 y US\$ 56,0, respectivamente para los primeros nueve meses de 2019 y, US\$ 66,4 y US\$ 64,6, respectivamente para el mismo período de 2018, habiendo sido afectados a partir de septiembre de 2018 por el nuevo régimen de retenciones a las exportaciones. No obstante lo mencionado previamente, el trimestre cerrado el 30 de septiembre de 2019 vio afectados los precios domésticos de crudos a partir de la pesificación establecida por el DNU N° 566/19 y sus modificatorios.

1.1. PRIMEROS NUEVE MESES DE 2019 VS. PRIMEROS NUEVE MESES DE 2018

➤ COMPARACIÓN DE RESULTADOS

- La Sociedad

A nivel operativo, en los primeros nueve meses de 2019 la producción diaria de hidrocarburos disminuyó un 5,6% respecto al mismo período de 2018, alcanzando los 511 miles de boe/día.

La producción diaria de crudo disminuyó un 0,6%, totalizando 226 miles bbl/día, estando afectada dicha comparación por el proceso de cesión de áreas marginales finalizado el 31 de diciembre de 2018 y 31 de julio de 2019, cuya producción durante los primeros nueve meses de 2018 fue de 2,1 kbbl/día y 0,2 kbbl/día respectivamente.

El mercado de gas natural en la Argentina durante los primeros nueve meses de 2019 se caracterizó por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica principalmente en los primeros cuatro meses del año, lo cual impactó en la producción de gas natural a partir del cierre temporal de producción en algunas locaciones, como así también a partir de la reinyección del hidrocarburo. Entre otros, las temperaturas promedio observadas principalmente en el primer semestre de 2019 y la menor demanda en los sectores de gran consumo, determinaron un menor consumo de gas natural por el sector de usinas e industrias, lo cual afectó la demanda y, consecuentemente, la oferta de gas natural. En este orden, la producción de gas natural disminuyó un 9,7% respecto a los primeros nueve meses de 2018, alcanzando los 39,5 Mm3/día. La producción de NGL (líquidos del gas natural) disminuyó un 5,0% debido fundamentalmente a: (i) la baja de retención de líquidos asociados a gas por restricción en producción de gas natural debido a falta de demanda de mercado durante el primer semestre 2019 y (ii) a las pérdidas por corte de energía en junio 2019 junto con el incendio en la planta de Etileno DOW que limitó la utilización de la capacidad instalada en MEGA para la producción de Etano que no pudieron entregarse para su refinación.

Por otra parte, en los primeros nueve meses de 2019, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 85,5%, un 3,1% inferior con respecto al mismo período del año anterior,

principalmente por incidentes en el horno del Topping D del complejo Industrial La Plata, por cortes de energía eléctrica y paros de planta realizados. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una menor producción de gasoil de 3,5% y una menor producción de naftas de 2,0% (correspondiendo ésta última a la menor producción de Nafta Infinia de 16,4% compensada en parte por la mayor producción de Nafta Super de 4,1%). Adicionalmente, disminuyó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP), carbón de petróleo, asfaltos y bases lubricantes, y se incrementó la producción de fuel oil y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

Los ingresos correspondientes los primeros nueve meses de 2019 fueron de \$ 471.685 millones, lo que representa un aumento del 62,6% en comparación con los \$ 290.045 millones correspondientes a los primeros nueve meses de 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos del Grupo antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gasoil aumentaron \$ 65.695 millones en el mercado interno, o 71,7%, debido a un incremento aproximado del 76,4% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil compensado parcialmente con menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 2,6%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 1,5%. Adicionalmente, se observó una disminución del 3,1% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 34.898 millones en el mercado interno, o 54,3%, debido a un incremento aproximado del 56,7% en el precio promedio para el mix de naftas compensado parcialmente con una disminución de los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,5%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 3,4%. Adicionalmente, se observó una disminución del 19,3% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno se incrementaron en \$ 9.298 millones, o 19,7%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 44,7% en pesos, compensado en parte con una reducción del 17,3% en el volumen vendido. Esta reducción se explica principalmente por el exceso de oferta de gas frente a la demanda doméstica y de usinas, lo cual impactó en la producción de gas natural y por consiguiente afectó negativamente los volúmenes despachados, principalmente durante el primer semestre de 2019;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en \$ 12.867 millones, o 85,3%, debido principalmente a la registración en sus ventas de un ajuste por inflación de \$ 3.669 millones, un incremento del precio promedio de 48,8%, y un incremento del 16,0% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A.;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en \$ 29.924 millones, o 69,2%. Se destacan las mayores ventas de fuel oil en un 355,9%, GLP en un 18,8%, aerokerosene en un 101,4%, petróleo crudo en un 354,2%, productos petroquímicos en un 46,5%, carbón en un 3,7%, fertilizantes en un 94,7%, asfaltos en un 27,8%, y lubricantes en un 48,1%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos. Este incremento se vio parcialmente

compensado por una disminución en los volúmenes comercializados de nafta virgen en un 67,3%;

- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en \$ 28.958 millones, o 100,8%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de aerokerosene por \$ 8.567, o 91,4%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 64,3% y en un 16,5% en los volúmenes vendidos, así como también las mayores ventas de al exterior de productos petroquímicos por \$ 1.818, o 41,2%, y fuel oil por \$ 1.374, o 69,8%, debido en ambos casos a mejores precios promedio de venta medidos en pesos, compensado en parte por menores volúmenes comercializados de ambos productos. Se registraron mayores ventas al exterior de petróleo y nafta virgen por \$ 4.612 millones y \$ 1.332 millones respectivamente, principalmente por mayores volúmenes vendidos y a partir de exportaciones puntuales realizadas en el período. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de \$ 6.595 millones o 115,2% en la comparación de ambos períodos, motivado por un incremento de 42,5% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 51,0% en los volúmenes. Adicionalmente, se registraron exportaciones de gas natural por \$ 2.205 millones, comparado con los primeros nueve meses de 2018 que no registró ventas al exterior de este producto.

El costo de ventas correspondiente a los primeros nueve meses de 2019 fue de \$ 388.564 millones, un 61,0% superior comparado con los \$ 241.397 millones correspondientes a los primeros nueve meses de 2018, incluyendo incrementos en los costos de producción del 61,1%, y en las compras del 64,9%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 32.632 millones, o 52,5%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad compensando parcialmente por una disminución en el coeficiente de amortización producto de la incorporación de reservas ocurrida durante el año 2018;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por \$ 33.250 millones, o 79,3%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 91,2%, en línea con el incremento general de precios de la economía e incrementado además por la mayor actividad de workover tendiente a mejorar la performance de producción de ciertos campos maduros, ponderado por la disminución de producción antes comentada;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por \$ 6.881 millones, o 31,0%, con un aumento de \$ 5.688 millones, o 37,2%, en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de \$ 1.193 millones, o 17,3%, en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos medido en pesos, parcialmente afectadas a la baja a partir de la menor producción de gas natural en 2019 y según se menciona anteriormente;

- Incremento en los costos de transporte por \$ 7.052 millones, o 82,6%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas respectivas;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por \$ 7.687 millones, o 86,4%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros, gastos de personal y mayores cargos en reparaciones y mantenimiento. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 3,1% inferior, el costo de refinación unitario medido en pesos aumentó en los primeros nueve meses de 2019 en un 92,4% en comparación con el mismo período de 2018.

Compras

- Mayores importaciones de combustibles por \$ 10.342 millones, o 65,7% debido principalmente a mayores importaciones de gasoil por \$ 5.116 millones, o 49,8%, y de jet fuel por \$ 4.895 millones, o 142,3%, debido al menor nivel de procesamiento en 2019 como así también a la devaluación acaecida en el presente período mencionada previamente;
- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 12.341 millones, o 57,9%, debido a un incremento de 41,2% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, y un aumento en los volúmenes de compra de aproximadamente 11,8%. No obstante, se han incrementado las compras de crudos livianos frente a una menor adquisición de crudos pesados permitiendo un mejor rendimiento de nuestras refinerías;
- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por \$ 6.260 millones, o 58,6%, principalmente debido a la registración en sus compras de un ajuste por inflación de \$ 1.665 millones, un incremento en el precio de compra de aproximadamente 38,8%, y a un aumento de los volúmenes adquiridos del 3,0%;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 8.048 millones, o 49,6%, debido principalmente a un aumento de un 56,2% en el precio del FAME y un 43,4% en el precio del bioetanol, compensado en parte por una disminución del volumen comprado de FAME del 0,8% y de los volúmenes adquiridos de bioetanol del 0,1%;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 6.471 millones, o 115,4%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento de 52,4% en el precio promedio y del 41,3% en los volúmenes recepcionados;
- Durante los primeros nueve meses de 2019 se registró una variación de existencia positiva por \$ 10.302 millones, en comparación con la variación de existencia positiva registrada en los primeros nueve meses de 2018 de \$ 4.172 millones, principalmente como consecuencia del incremento en el costo de los inventarios de la Sociedad durante el primer semestre de 2019, afectados fundamentalmente por el mayor cargo de amortización en comparación con el cierre de 2018, asociados a los crudos, a partir de la reversión de la provisión por deterioro de los activos de la UGE Petróleo en el cuarto

trimestre de 2018 y a los mayores costos de extracción (lifting cost) mencionados anteriormente.

Los gastos de comercialización correspondientes a los primeros nueve meses de 2019 ascendieron a \$ 32.935 millones, presentando un incremento del 81,1% comparado con los \$ 18.184 millones registrados durante el mismo período de 2018, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones fundamentalmente por el incremento de las retenciones a las exportaciones y el cargo asociado al impuesto a las operaciones financieras, mayores cargos por depreciación de activos fijos y mayores gastos de personal, entre otros.

Los gastos de administración correspondientes a los primeros nueve meses de 2019 ascendieron a \$ 16.577 millones, presentando un aumento del 84,7% frente a los \$ 8.974 millones registrados durante el mismo período de 2018, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de los cuales están dolarizados, a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional y a mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos.

Los gastos de exploración correspondientes a los primeros nueve meses de 2019 ascendieron a \$ 4.493 millones, presentando un aumento del 140,4% comparado con los \$ 1.869 millones correspondientes a los primeros nueve meses de 2018, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el ejercicio actual, por un monto diferencial de \$ 1.857 millones en comparación con el año anterior. A su vez, se registraron mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por \$ 614 millones. Cabe destacar que la inversión exploratoria durante los primeros nueve meses de 2019 fue un 43,8% superior al mismo período del año anterior.

Durante el tercer trimestre de 2019, el Grupo reconoció un cargo no recurrente por deterioro de las propiedades, planta y equipo de \$ 41.429 millones, principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de \$ 40.561 millones (efecto neto del impuesto a las ganancias de \$ 30.421 millones) generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atraviesa este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Esta tendencia de precios se mantiene en las proyecciones a los próximos meses, todo lo que impacta en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado. Dicho cargo no ha afectado la generación de caja de la Sociedad. Para una mayor descripción, véase adicionalmente “Provisiones para deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles” en la Nota 2.c a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes a los primeros nueve meses de 2019 fueron negativos en \$ 513 millones, comparado con una ganancia de \$ 12.164 millones durante los primeros nueve meses de 2018. La variación corresponde principalmente a la registración del resultado por la revaluación de la inversión de YPF en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por \$ 11.980 millones en el primer trimestre de 2018, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de esta última, suscripto entre YPF y una subsidiaria de GE Financial Services, Inc.

La utilidad operativa correspondiente a los primeros nueve meses de 2019 fue negativa por \$ 12.826 millones debido a los factores descriptos anteriormente, representando una disminución del 140,4% en comparación con la utilidad operativa positiva de \$ 31.785 millones correspondiente a los primeros nueve meses de 2018.

Los resultados financieros netos correspondientes a los primeros nueve meses de 2019 fueron una ganancia de \$ 21.008 millones, en comparación con la ganancia de \$ 48.412 millones correspondiente a los primeros nueve meses de 2018. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva de \$ 20.820 millones sobre la posición pasiva monetaria neta en pesos, debido a la menor depreciación del peso observada durante los primeros nueve meses de 2019, en comparación con el mismo período de 2018. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por \$ 13.497 millones y mayores tasas de interés durante el presente período de 2019 y en comparación con el mismo período de 2018. Por último, se registraron actualizaciones financieras netas positivas por \$ 7.674, principalmente por la actualización de los pasivos por taponamiento y abandono de pozos.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente a los primeros nueve meses de 2019 fue negativo por \$ 34.423 millones, en comparación con los \$ 56.998 millones negativos correspondiente a los primeros nueve meses de 2018, todo ello considerando la tasa efectiva proyectada. Véase adicionalmente nota 17 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados.

El resultado neto correspondiente a los primeros nueve meses de 2019 fue una pérdida de \$ 23.023 millones, en comparación con una ganancia de \$ 20.701 millones durante los primeros nueve meses de 2018.

Los otros resultados integrales correspondientes a los primeros nueve meses de 2019 fueron positivos en \$ 191.118 millones, comparados con \$ 189.389 millones también positivos de los primeros nueve meses de 2018, motivado fundamentalmente en ambos casos por la apreciación de propiedades, planta y equipo.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente a los primeros nueve meses de 2019 fue una ganancia de \$ 168.095 millones, en comparación con una ganancia de \$ 210.090 millones durante los primeros nueve meses de 2018.

➤ LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

El flujo de efectivo originado en las actividades operativas durante los primeros nueve meses de 2019 alcanzó un total de \$ 143.693 millones en comparación con un total de \$ 81.246 millones del mismo período del año anterior. Este incremento \$ 62.447 millones, o 76,9%, tuvo lugar principalmente por un aumento del EBITDA ajustado¹ de \$ 53.077 millones, a una disminución del capital de trabajo que incluye el cobro de ocho cuotas de los Bonos “Programas Gas Natural”, compensadas parcialmente con los pagos por adhesión al revalúo impositivo establecido en la Ley N° 27.430 y asimismo, por la adhesión al plan de facilidades de pago establecido por la RG N°

¹ EBITDA ajustado = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación de derechos de uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + (Recupero) / Deterioro de propiedad, planta y equipo + exclusión del resultado por revaluación de la inversión de YPF S.A. en YPF EE en 2018.

4477/2019 en relación con la deducción del costo de abandono de pozos correspondiente a los periodos 2005 a 2010 del Impuesto a las Ganancias (véase adicionalmente nota 17 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados). La generación de fondos durante los primeros nueve meses de 2019 permitió superar el monto que la Sociedad requirió para financiar las inversiones realizadas durante el presente período.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión durante los primeros nueve meses de 2019 alcanzó un total de \$ 117.867 millones en comparación con un total de \$ 50.914 millones del mismo período del año anterior. Este incremento \$ 66.953 millones, o 131,5%, tuvo lugar principalmente a las mayores inversiones en activos fijos e intangibles de \$ 57.539 millones o un 100,4%. Cabe destacar que con fecha 25 de junio de 2019, YPF adquirió la concesión de explotación del Área Aguada del Chañar por \$ 4.055 millones (véase nota 4 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados). Adicionalmente se registraron mayores aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos por \$ 4.447 millones, principalmente por la adquisición de la Central Térmica Ensenada de Barragán (véase nota 4 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados), y por una menor realización de las tenencias de títulos públicos BONAR 2020 y 2021 de \$ 5.445 millones durante los primeros nueve meses con respecto al mismo período del año anterior.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación durante los primeros nueve meses de 2019 alcanzó un total de \$ 41.187 millones, generada principalmente por el pago de intereses por \$ 29.251 millones, el pago por arrendamientos por \$ 9.961 millones, el pago de dividendos por \$ 2.300 millones, compensado parcialmente por una mayor toma de deuda neta de pagos de capital por \$ 855 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación durante los primeros nueve meses de 2018 alcanzó un total de \$ 22.849 millones, generada por el pago de intereses por \$ 18.611 millones, compensado parcialmente por una menor toma de deuda neta de pagos de capital, por \$ 4.118 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes al mismo de \$ 52.329 millones de pesos al 30 de septiembre de 2019. Asimismo, la deuda financiera del Grupo alcanzó los \$ 503.567 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 19,4% del total. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para los primeros nueve meses de 2019 fue de \$ 370.144 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el mismo período de 2018 fue de \$ 239.606 millones.

1.2. TERCER TRIMESTRE DE 2019 VS. TERCER TRIMESTRE DE 2018

➤ COMPARACIÓN DE RESULTADOS

- La Sociedad

A nivel operativo, en el tercer trimestre de 2019 la producción diaria de hidrocarburos se incrementó un 0,2% respecto al tercer trimestre de 2018, alcanzando los 530 miles de boe/día.

La producción diaria de crudo disminuyó apenas un 0,2%, totalizando 227 miles bbl/día, estando afectada dicha comparación por el proceso de cesión de áreas marginales finalizado el 31 de diciembre de 2018 y 31 de julio de 2019, cuya producción durante el tercer trimestre de 2018 fue de 1,9 kbbl/día y 0,5 kbbl/día respectivamente.

La producción de gas natural disminuyó un 0,1% respecto al tercer trimestre de 2018, alcanzando los 43,6 Mm3/día. Cabe destacar que, se han incrementado las ventas a distribuidoras frente a menores ventas a usinas. La producción de NGL (líquidos del gas natural) se incrementó en un 5,9% en el tercer trimestre 2019.

Por otra parte, en el tercer trimestre de 2019, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 89,9%, un 2,6% superior con respecto al mismo período del año anterior, principalmente por paros de planta realizados en el tercer trimestre 2018. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una mayor producción de gasoil de 1,1%, y una menor producción de Naftas de 3,0% (correspondiendo ésta última a la menor producción de Nafta Infinia por un 4,5% y la menor producción de Nafta Super por un 2,4%). Adicionalmente disminuyó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP) y carbón de petróleo, mientras que incrementó la producción de fuel oil, asfaltos, bases lubricantes y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

Los ingresos correspondientes al tercer trimestre de 2019 fueron de \$ 180.449 millones, lo que representa un aumento del 48,9% en comparación con los \$ 121.188 millones correspondientes al tercer trimestre de 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos del Grupo antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gasoil aumentaron \$ 20.256 millones en el mercado interno, o 52,3%, debido a un incremento aproximado del 61,4% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, compensado en parte por menores volúmenes totales despachados por aproximadamente un 5,6%, mientras en el mercado se pudo observar un incremento para este producto de aproximadamente 1,6%. Adicionalmente, se observó una disminución del 5,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium). Cabe destacar en esta comparación la situación extraordinaria de ventas evidenciada en el tercer trimestre de 2018, donde YPF alcanzó volúmenes superiores a los normales fundamentalmente a partir de la menor participación de la competencia en ciertos mercados ante el contexto de la industria en aquel momento;
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 10.272 millones en el mercado interno, o 40,7%, debido a un incremento aproximado del 43,4% en el precio promedio para el mix de naftas compensado en parte con una disminución de los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,8%, mientras en el mercado se pudo observar un leve incremento para este producto de aproximadamente 0,3%. Adicionalmente, se observó una disminución del 9,2% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno se incrementaron en \$ 4.724 millones, o 23,6%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 33,5% en pesos, compensado en parte con una reducción del 7,4% en el volumen vendido;

- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en \$ 5.827 millones, o 83,2%, debido a la registración en sus ventas de un ajuste por inflación de \$ 2.586 millones y un incremento del precio promedio de 75,8%, compensado en parte por una disminución del 2,0% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A.;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en \$ 10.287 millones, o 53,7%. Se destacan las mayores ventas de fuel oil en un 589,8%, de aerokerosene en un 65,6%, petróleo crudo en un 422,2%, productos petroquímicos en un 39,5%, fertilizantes en un 40,7%, asfaltos en un 53,5%, y lubricantes en un 35,7%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos, atento a que la demanda sufrió en general los impactos del comportamiento general de la economía entre ambos períodos;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en \$ 7.894 millones, o 71,1%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de aerokerosene por \$ 2.202 que representa un 52,0%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medidos en pesos de un 41,8% y en un 7,2% en los volúmenes vendidos, así como también ventas de nafta virgen y gas natural por \$ 1.342 millones y \$ 556 millones respectivamente, comparado con el tercer trimestre 2018 que no registró ventas al exterior de este producto. Adicionalmente, las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de \$ 2.856 millones o 144,8% en la comparación de ambos períodos, motivado por un incremento de 48,1% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 65,3% en los volúmenes.

El costo de ventas correspondiente tercer trimestre de 2019 fue de \$ 149.599 millones, un 55,8% superior comparado con los \$ 95.993 millones correspondientes al tercer trimestre de 2018, incluyendo incrementos en los costos de producción del 60,1%, y en las compras del 30,8%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 13.622 millones, o 62,1%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por \$ 11.748 millones, o 70,3%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 71,5%, en línea con el incremento general de precios de la economía e incrementado además por la mayor actividad de workover tendiente a mejorar la performance de producción de ciertos campos maduros;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por \$ 1.422 millones, o 15,2%, con un aumento de \$ 1.055 millones, o 16,3%, en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de \$ 367 millones, o 12,8%, en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos medido en pesos;

- Incremento en los costos de transporte por \$ 2.840 millones, o 79,8%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas respectivas;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por \$ 3.118 millones, o 92,8%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros, gastos de personal y mayores cargos en reparaciones y mantenimiento. Como consecuencia de esto, el costo de refinación unitario aumentó en el tercer trimestre de 2019 en un 88,0% en comparación con el mismo período de 2018.

Compras

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 1.471 millones, o 14,7%, debido a un incremento de 13,2% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, afectados parcialmente en el tercer trimestre 2019 por el DNU N° 566/19 según se menciona anteriormente, y un aumento en los volúmenes de compra de aproximadamente 1,4%. Cabe destacar que, se han incrementado las compras de crudos livianos frente a una menor adquisición de crudos pesados;
- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por \$ 2.284 millones, o 45,2%, debido principalmente a la registración en las compras de nuestra compañía controlada Metrogas S.A. de un ajuste por inflación de \$ 1.059 millones y un incremento en el precio de compra de aproximadamente 45,7%, compensado en parte por una disminución de los volúmenes adquiridos del 14,7%;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 2.661 millones, o 41,3%, debido principalmente a un aumento de un 47,3% en el precio del FAME y un 32,1% en el precio del bioetanol y un incremento del 0,9% en los volúmenes adquiridos de FAME, compensado parcialmente con una disminución en los volúmenes adquiridos de bioetanol del 0,4%;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 2.645 millones, o 154,6%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento de 67,8% en el precio promedio y de 51,7% en los volúmenes recepcionados;
- Durante el tercer trimestre de 2019 se registró una variación de existencia positiva por \$ 690 millones, en comparación con la variación de existencia positiva registrada en el tercer trimestre de 2018 de \$ 5.127 millones, principalmente como consecuencia del incremento en el costo de los inventarios de la Sociedad.

Los gastos de comercialización correspondientes al tercer trimestre de 2019 ascendieron a \$ 11.898 millones, presentando un incremento del 67,3% comparado con los \$ 7.113 millones registrados durante el mismo período de 2018, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones fundamentalmente por el incremento de las retenciones a las exportaciones y el cargo asociado al impuesto a las operaciones financieras, mayores cargos por depreciación de activos fijos y mayores gastos de personal, entre otros.

Los gastos de administración correspondientes al tercer trimestre de 2019 ascendieron a \$ 6.053 millones, presentando un aumento del 65,0% frente a los \$ 3.669 millones registrados durante el mismo período de 2018, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de los cuales están dolarizados, a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional y a mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos.

Los gastos de exploración correspondientes al tercer trimestre de 2019 ascendieron a \$ 1.916 millones, presentando un aumento del 77,1% comparado con los \$ 1.082 millones correspondientes al tercer trimestre de 2018, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el ejercicio actual, por un monto diferencial de \$ 685 millones versus el año anterior. A su vez, se registraron mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por \$ 392 millones. Cabe destacar que la inversión exploratoria durante el tercer trimestre de 2019 fue un 26,4% superior al mismo período del año anterior.

Durante el tercer trimestre de 2019, el Grupo reconoció un cargo no recurrente por deterioro de las propiedades, planta y equipo de \$ 41.429 millones, principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de \$ 40.561 millones (efecto neto del impuesto a las ganancias de \$ 30.421 millones) generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atraviesa este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Esta tendencia de precios se mantiene en las proyecciones a los próximos meses, todo lo que impacta en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado. Dicho cargo no ha afectado la generación de caja de la Sociedad. Para una mayor descripción, véase adicionalmente “Provisiones para deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles” en la Nota 2.c a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al tercer trimestre de 2019 fueron negativos en \$ 179 millones, mientras que en el tercer trimestre de 2018 se registró una pérdida de \$ 646 millones. La variación corresponde principalmente a mayores ingresos de seguros por siniestros, y un incentivo destinado a promover la fabricación nacional de bienes de capital correspondiente al decreto 379/2001, a partir de la actividad desarrollada por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., registrado en el tercer trimestre 2019, compensado en parte por mayores cargos negativos en la provisión para contingencias judiciales.

La utilidad operativa correspondiente al tercer trimestre de 2019 fue negativa por \$ 30.625 millones debido a los factores descriptos anteriormente, representando una disminución del 341,4% en comparación con la utilidad operativa de \$ 12.685 millones correspondiente al tercer trimestre de 2018.

Los resultados financieros netos correspondientes al tercer trimestre de 2019 fueron una ganancia de \$ 27.427 millones, en comparación con la ganancia de \$ 25.467 millones correspondiente al tercer trimestre de 2018. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de \$ 3.829 millones, debido a la depreciación del peso observada durante el tercer trimestre de 2019, en comparación con el mismo período de 2018. A su vez, se registraron actualizaciones financieras netas positivas por \$ 8.703,

principalmente por la actualización de los pasivos por taponamiento y abandono de pozos, mayores intereses negativos por \$ 5.854 millones y mayores tasas de interés durante el presente trimestre de 2019 y en comparación con el mismo período de 2018. Adicionalmente, se registraron mayores cargos negativos por valuación a valor razonable de activos financieros por \$ 6.326 producto principalmente de la caída en la cotización de los títulos públicos BONAR 2020 y 2021 en el tercer trimestre 2019, y mayores intereses ganados por \$ 996.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al tercer trimestre de 2019 fue negativo por \$ 9.049 millones, en comparación con los \$ 23.372 millones negativos correspondiente al tercer trimestre de 2018, todo ello considerando la tasa efectiva proyectada. Véase adicionalmente nota 17 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados.

El resultado neto correspondiente al tercer trimestre de 2019 fue una pérdida de \$ 12.543 millones, en comparación con una ganancia de \$ 13.207 millones durante el tercer trimestre de 2018.

Los otros resultados integrales correspondientes al tercer trimestre de 2019 fueron positivos en \$ 140.208 millones, comparados con \$ 106.585 millones positivos del tercer trimestre de 2018, motivado fundamentalmente por la mayor apreciación de propiedades, planta y equipo.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al tercer trimestre de 2019 fue una ganancia de \$ 127.665 millones, en comparación con una ganancia de \$ 119.792 millones durante el tercer trimestre de 2018.

- Los Segmentos de Negocio

❖ **Upstream**

Durante el tercer trimestre de 2019, el segmento de Upstream tuvo una pérdida operativa de \$ 40.209 millones, comparado con una ganancia operativa de \$ 12.215 millones en el mismo período de 2018.

Los ingresos netos por ventas de crudo y gas natural aumentaron durante el tercer trimestre de 2019 un 20,9% con relación al mismo período del año anterior, alcanzando los \$ 76.722 millones, comparado con los \$ 63.466 millones durante el mismo período de 2018. Este incremento se debe principalmente a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo se incrementaron \$ 7.109 millones o 16,6%, debido a que el precio intersegmento del petróleo aumentó aproximadamente un 20,0% medido en pesos (disminución del 23,8% en dólares, fundamentalmente a partir del impacto del DNU N° 566/19 mencionado precedentemente). Asimismo, el volumen de petróleo crudo transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el de Downstream presentó una disminución del 3,7% (aproximadamente 124 mil de m3). La producción de petróleo durante el tercer trimestre de 2019 disminuyó un 0,2% en comparación con el mismo periodo de 2018, alcanzando 227 miles de barriles por día.

- Las ventas de gas natural se incrementaron en \$ 6.102 millones, o 29,1%, como consecuencia de un incremento del 33,7% del precio promedio en pesos considerando la devaluación producida entre ambos períodos. Asimismo, el volumen de gas natural transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el de Gas y Energía presentó un incremento del 2,9%. La producción de gas natural durante el tercer trimestre de 2019 disminuyó un 0,1% en comparación con el mismo periodo de 2018, alcanzando los 43,6 Mm3/día.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el tercer trimestre de 2019 un incremento del 50,5%, alcanzando los \$ 75.009 millones (excluyendo los gastos exploratorios) comparado con los \$ 49.835 millones durante el mismo trimestre de 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo aproximadamente por \$ 12.174 millones, o 64,3%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por \$ 11.748 millones, o 70,3%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 71,5%, en línea con el incremento general de precios de la economía e incrementado además por la mayor actividad de workover tendiente a mejorar la performance de producción de ciertos campos maduros;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por \$ 1.422 millones, o 15,2% con un aumento de \$ 1.055 millones, o 16,3% en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de \$ 367 millones, o 12,8% en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos medido en pesos;
- Incremento en los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) de \$ 1.289 millones, lo que representa un aumento del 102,6% debido fundamentalmente a un aumento de las tarifas en pesos y a la mayor actividad en áreas no convencionales.

Los gastos de exploración correspondientes al tercer trimestre de 2019 ascendieron a \$ 1.912 millones, presentando un aumento del 79,8% comparado con los \$ 1.063 millones correspondientes al tercer trimestre de 2018, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el ejercicio actual, por un monto diferencial de \$ 685 millones versus el año anterior. Cabe destacar que la inversión exploratoria durante tercer trimestre de 2019 fue un 26,4% superior al mismo período del año anterior.

Durante el tercer trimestre de 2019, el Grupo reconoció un cargo no recurrente por deterioro de las propiedades, planta y equipo de \$ 40.561 millones, para la UGE Gas – Cuenca Neuquina (efecto neto del impuesto a las ganancias de \$ 30.421 millones) generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atraviesa este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Esta tendencia de precios se mantiene en las proyecciones a los próximos meses, todo lo que impacta en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado. Dicho cargo no ha

afectado la generación de caja de la Sociedad. Para una mayor descripción, véase adicionalmente “Provisiones para deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles” en la Nota 2.c a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados.

❖ **Downstream**

La utilidad operativa del segmento de Downstream, fue de \$ 5.504 millones positiva durante el tercer trimestre de 2019, lo que representa un aumento del 710,3% en comparación con la utilidad operativa de \$ 902 millones negativa durante el mismo período de 2018.

Por otra parte, en el tercer trimestre de 2019, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 89,9%, un 2,6% superior con respecto al mismo período del año anterior, principalmente por paros de planta realizados en el tercer trimestre 2018. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una mayor producción de gasoil de 1,1%, y una menor producción de naftas de 3,0% (correspondiendo ésta última a la menor producción de Nafta Infinia por un 4,5% y la menor producción de Nafta Super por un 2,4%). Adicionalmente disminuyó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP) y carbón de petróleo, mientras que incrementó la producción de fuel oil, asfaltos, bases lubricantes y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

Los ingresos netos del segmento Downstream, durante el tercer trimestre de 2019 alcanzaron los \$ 136.516 millones, representando un incremento de 49,7% en relación con los \$ 91.220 millones correspondientes al mismo período de 2018. Entre los diferentes aspectos que afectaron los ingresos, se destacan los siguientes:

- Las ventas de gasoil aumentaron \$ 20.256 millones en el mercado interno, o 52,3%, debido a un incremento aproximado del 61,4% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, compensado en parte por menores volúmenes totales despachados por aproximadamente un 5,6%, mientras en el mercado se pudo observar un incremento para este producto de aproximadamente 1,6%. Adicionalmente, se observó una disminución del 5,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium). Cabe destacar en esta comparación la situación extraordinaria de ventas evidenciada en el tercer trimestre de 2018, donde YPF alcanzó volúmenes superiores a los normales fundamentalmente a partir de la menor participación de la competencia en ciertos mercados ante el contexto de la industria en aquel momento;
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 10.272 millones en el mercado interno, o 40,7%, debido a un incremento aproximado del 43,4% en el precio promedio para el mix de naftas compensado en parte con una disminución de los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,8%, mientras en el mercado se pudo observar un leve incremento para este producto de aproximadamente 0,3%. Adicionalmente, se observó una disminución del 9,2% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en \$ 7.764 millones, o 48,0%. Se destacan las mayores ventas de fuel oil en un 589,8%, de aerokerosene en un 65,6%, petróleo crudo en un 422,2%, productos petroquímicos en un 39,5%, fertilizantes en un 40,7%, asfaltos en un 53,5%, y lubricantes en un 35,7%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos;

- Los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo se incrementaron en \$ 7.003 millones, o 63,1%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de aerokerosene por \$ 2.202 que representa un 52,0%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medidos en pesos de un 41,8% y en un 7,2% en los volúmenes vendidos, así como también las ventas de nafta virgen por \$ 1.342 millones, comparado con el tercer trimestre 2018 que no registró ventas al exterior de este producto. Adicionalmente, las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de \$ 2.856 millones o 144,8% en la comparación de ambos períodos, motivado por un incremento de 48,1% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 65,3% en los volúmenes.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el tercer trimestre de 2019 un incremento del 39,7%, alcanzando los \$ 118.886 millones comparado con los \$ 85.078 millones durante el mismo trimestre de 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por \$ 8.197 millones o 15,4%. Se observó una suba del 18,7% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación acaecida, neto del efecto antes indicado. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 1,4% (aproximadamente 10 mil m3), mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 3,7% (aproximadamente 124 mil m3);
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 2.661 millones, o 41,3%, debido principalmente a un aumento de un 47,3% en el precio del FAME y un 32,1% en el precio del bioetanol y un incremento del 0,9% en los volúmenes adquiridos de FAME, compensado parcialmente con una disminución en los volúmenes adquiridos de bioetanol del 0,4%;
- En el tercer trimestre de 2019 se registró en este segmento una variación de existencia negativa por \$ 7.341 millones, en comparación con la variación de existencia positiva registrada en el tercer trimestre de 2018 de \$ 5.531 millones, principalmente como consecuencia de la disminución del precio de crudo en el tercer trimestre 2019 (valorizado a precio de transferencia);
- Incremento en la recepción de granos por \$ 2.645 millones, o 154,6%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento de 67,8% en el precio promedio y de 51,7% en los volúmenes recepcionados;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por \$ 3.118 millones, o 92,8%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros, gastos de personal y mayores cargos en reparaciones y mantenimiento. Como consecuencia de esto, el costo de refinación unitario aumentó en el tercer trimestre de 2019 en un 88,0% en comparación con el mismo período de 2018.
- Los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan un incremento de \$ 1.154 millones, lo que representa un aumento del 60,1% debido a un incremento de las tarifas en pesos;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipos correspondientes al proceso productivo por aproximadamente \$ 992 millones, o 35,4% fundamentalmente motivado por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año

anterior debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad.

Se registraron mayores gastos de comercialización por \$ 4.897 millones, o 72,4%, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal y mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y retenciones a las exportaciones.

❖ Gas y Energía

El segmento de Gas y Energía registró una ganancia operativa correspondiente al tercer trimestre de 2019 de \$ 920 millones, lo que representa una disminución del 68,5% frente a los \$ 2.920 millones de utilidad operativa durante el mismo período de 2018.

Los ingresos netos, durante el tercer trimestre de 2019 fueron de \$ 43.104 millones, representando un incremento del 36,7% en relación con los \$ 31.539 millones correspondientes al mismo período de 2018. Este incremento se debe principalmente a los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno y externo se incrementaron en \$ 5.820 millones, o 26,7%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 33,8% en pesos (el precio promedio de gas natural en dólares alcanzó los US\$ 4,0 por millón de BTU, un 10,4% inferior comparado con US\$ 4,5 millón de BTU durante el mismo periodo de 2018), compensado con una reducción del 5,3% en el volumen vendido. Además, las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en \$ 5.827 millones, o 83,2%, debido a la registración en sus ventas de un ajuste por inflación de \$ 2.586 millones y un incremento del precio promedio de 75,8%, compensado en parte por una disminución del 2,0% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A.;

En materia de los costos operativos totales se observó durante el tercer trimestre de 2019 un incremento del 41,3% alcanzando los \$ 39.482 millones comparado con los \$ 27.947 millones durante el mismo trimestre de 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las compras de gas natural por \$ 5.838 millones o 26,9%. Se observó una suba de 31,0% en los precios del gas natural expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación acaecida. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 95,9%, mientras que el volumen de gas natural transferido del segmento Upstream tuvo un incremento del 2,9%;
- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por \$ 2.284 millones, o 45,2%, debido principalmente a la registración en las compras de nuestra compañía controlada Metrogas S.A. de un ajuste por inflación de \$ 1.059 millones, un incremento en el precio de compra de aproximadamente 45,7%, y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 14,7%;

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipos correspondientes al proceso productivo por aproximadamente \$ 269 millones, o 379,8%, fundamentalmente motivado por la mayor amortización de bienes de usos de uso de la compañía controlada Metrogas en comparación con el mismo período del año anterior por la registración del ajuste por inflación.

❖ **Administración Central y Otros**

Durante el tercer trimestre de 2019, la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a \$ 4.120 millones, frente a la pérdida operativa de \$ 1.610 millones correspondientes al mismo período de 2018, lo que representa un aumento de la pérdida de 155,9%. Esta mayor pérdida está fundamentalmente relacionada con pérdidas esperadas en proyectos en curso, fundamentalmente de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., y cuyo impacto acumulado tuvo lugar durante el presente período. Adicionalmente, en el tercer trimestre de 2019 se observaron incrementos en los gastos de personal, mayores cargos por licencias informáticas, muchas de las cuales se encuentran dolarizadas, y por publicidad institucional, sumados a mayores cargos por depreciaciones de activos fijos compensados parcialmente con los ingresos obtenidos por el segmento.

❖ **Resultados No Trascendidos a Terceros²**

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe positivo de \$ 7.280 millones en el tercer trimestre de 2019 y habían tenido una magnitud positiva de \$ 62 millones en el tercer trimestre de 2018. En ambos trimestres disminuyó la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los inventarios de la Sociedad. En ambos casos, el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo crudo.

➤ **LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL**

El flujo de efectivo originado en las actividades operativas durante el tercer trimestre de 2019 alcanzó un total de \$ 60.307 millones en comparación con un total de \$ 32.210 del mismo período del año anterior. Este incremento de \$ 28.097 millones, o 87,2%, tuvo lugar fundamentalmente por un aumento del EBITDA ajustado³ de \$ 16.046 millones, a una disminución del capital de trabajo que incluye el cobro de tres cuotas de los Bonos “Programas Gas Natural” durante el trimestre, parcialmente compensado con el pago de la última cuota por adhesión al revalúo impositivo establecido en la Ley N° 27.430, y el pago de una cuota asociada a plan de facilidades de pago establecido por la RG N° 4477/2019 en relación con la deducción del costo de abandono de pozos correspondiente a los periodos 2005 a 2010 del Impuesto a las Ganancias (véase adicionalmente nota 17 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados). La generación de fondos durante el tercer trimestre de 2019 permitió afrontar el monto que la Sociedad requirió para financiar las inversiones realizadas durante el presente período.

² Incluidos dentro de los Ajustes de Consolidación. Ver Nota 6 de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados.

³ EBITDA ajustado = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación de derechos de uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + (Recupero) / Deterioro de propiedad, planta y equipo.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión durante el tercer trimestre de 2019 alcanzó un total de \$ 40.285 millones en comparación con un total de \$ 22.429 millones del mismo período del año anterior. Este incremento \$ 17.856 millones, o 79,6%, se debe principalmente a las mayores inversiones en activos fijos e intangibles por \$ 17.123 millones o un 73,1% y por la realización de las tenencias de títulos públicos BONAR 2020 y 2021 de \$ 997 millones en el tercer trimestre 2018, compensado parcialmente por el cobro por venta de áreas por \$ 319 millones durante el tercer trimestre de 2019 con respecto al mismo período del año anterior.

El flujo de efectivo originado en las actividades de financiación durante el tercer trimestre de 2019 alcanzó un total de \$ 40.162 millones, generado principalmente por un mayor pago de capital neto de toma de deuda por \$ 21.092 millones, por el pago de intereses por \$ 12.254 millones, por el pago por arrendamientos por \$ 4.390 millones y el pago de dividendos por \$ 2.300 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación durante el tercer trimestre de 2018 alcanzó un total de \$ 13.985 millones, generada por el pago de intereses por \$ 8.248 millones, y por una menor toma de deuda neta de pagos de capital, por \$ 5.737 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes al mismo de \$ 52.329 millones de pesos al 30 de septiembre de 2019. Asimismo, la deuda financiera del Grupo alcanzó los \$ 503.567 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 19,4% del total. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el tercer trimestre de 2019 fue de \$ 395.490 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el mismo período de 2018 fue de \$ 273.947 millones.

2. Síntesis de la Estructura Patrimonial

Estados de Situación Financiera Consolidados al 30 de septiembre de 2019, 2018, 2017, 2016 y 2015.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/9/2019</u>	<u>30/9/2018</u>	<u>30/9/2017</u>	<u>30/9/2016</u>	<u>30/9/2015</u>
Activo					
Activo No Corriente	1.194.605	844.057	359.240	312.904	204.787
Activo Corriente	305.861	224.471	102.044	91.026	51.884
Total del Activo	1.500.466	1.068.528	461.284	403.930	256.671
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante	523.180	362.677	130.622	112.140	86.600
Interés no controlante	4.904	(324)	286	(148)	218
Total Patrimonio Neto	528.084	362.353	130.908	111.992	86.818
Pasivo					
Pasivo No Corriente	685.068	515.102	250.567	208.177	113.969
Pasivo Corriente	287.314	191.073	79.809	83.761	55.884
Total del Pasivo	972.382	706.175	330.376	291.938	169.853
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	1.500.466	1.068.528	461.284	403.930	256.671

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07-NOVIEMBRE-2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

RICARDO C.RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

3. Síntesis de la Estructura de Resultados

Estados de Resultados Integrales Intermedios Consolidados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2019, 2018, 2017, 2016 y 2015.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30/9/2019	30/9/2018	30/9/2017	30/9/2016	30/9/2015
Ingresos	471.685	290.045	183.199	155.542	115.190
Costos	(388.564)	(241.397)	(151.581)	(130.978)	(86.756)
Utilidad Bruta	83.121	48.648	31.618	24.564	28.434
Gastos de comercialización	(32.935)	(18.184)	(12.780)	(10.678)	(8.065)
Gastos de administración	(16.577)	(8.974)	(5.965)	(5.258)	(3.857)
Gastos de exploración	(4.493)	(1.869)	(1.760)	(1.504)	(1.760)
Deterioro de propiedades, planta y equipo	(41.429)	-	-	(36.188)	-
Otros resultados operativos, netos	(513)	12.164	(86)	1.422	926
Utilidad (Pérdida) Operativa	(12.826)	31.785	11.027	(27.642)	15.678
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	3.218	(2.498)	546	373	52
Resultados financieros, netos	21.008	48.412	(8.678)	(3.933)	(2.009)
Utilidad (pérdida) neta antes de imp. a las ganancias	11.400	77.699	2.895	(31.202)	13.721
Impuesto a las Ganancias	(34.423)	(56.998)	(2.185)	1.048	(7.430)
Utilidad (Pérdida) Neta del período	(23.023)	20.701	710	(30.154)	6.291
Otros resultados integrales del período	191.118	189.389	11.584	22.564	8.229
Resultado integral total del período	168.095	210.090	12.294	(7.590)	14.520

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07-NOVIEMBRE-2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

4. Síntesis de la Estructura de Flujos de Efectivo

Estados de Flujos de Efectivo Intermedios Consolidados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2019, 2018, 2017, 2016 y 2015.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30/9/2019	30/9/2018	30/9/2017	30/9/2016	30/9/2015
Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas	143.693	81.246	51.185	34.160	31.715
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(117.867)	(50.914)	(41.465)	(51.264)	(46.855)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(41.187)	(22.849)	(5.099)	17.818	15.385
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	21.662	21.694	503	1.681	854
Desconsolidación de subsidiarias	-	-	-	(148)	-
Aumento neto del efectivo y equivalentes	6.301	29.177	5.124	2.247	1.099
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	46.028	28.738	10.757	15.387	9.758
Efectivo y equivalentes al cierre del período	52.329	57.915	15.881	17.634	10.857
Aumento neto del efectivo y equivalentes	6.301	29.177	5.124	2.247	1.099

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07-NOVIEMBRE-2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

5. Datos Estadísticos

		30/9/2019	30/9/2018	30/9/2017	30/9/2016	30/9/2015
	Unidad					
Producciones						
Crudo (incluye GNL)	mbd	262	266	278	298	296
Gas natural	Mpcd	1.396	1.547	1.577	1.574	1.564
Refinación						
Crudo procesado	bd	273.104	281.912	293.264	291.534	300.448
Ventas a terceros						
Crudo	mbd	15	4	4	7	8
Gas natural	Mpcd	1.170	1.364	1.419	1.365	1.362
Subproductos Vendidos						
Motonaftas	bd	90.315	91.733	87.546	82.171	83.515
Gas Oil	bd	136.629	140.686	132.957	135.090	141.643
JP1 y Kerosén	bd	22.062	19.066	18.134	16.985	17.102
Fuel Oil	bd	5.671	4.722	18.870	32.147	34.239
GLP	bd	17.233	19.650	18.563	19.329	20.000
Otros (1)	bd	85.749	82.960	79.571	70.554	77.129
TOTAL	bd	357.659	358.817	355.641	356.276	373.628
Crudo Vendido						
En el mercado local	mbd	6	2	3	6	7
En el exterior	mbd	8	2	1	1	1
Subproductos Vendidos						
En el mercado local	mbd	305	309	309	310	320
En el exterior	mbd	53	50	47	46	54
TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS	mbd	372	363	360	363	382
Generación de electricidad (YPF Energía Eléctrica)						
Complejo Tucumán (2)	m Mw/h	0	0	4.192	4.393	4.045

(1) Incluye principalmente: carbón de petróleo, petroquímicos, nafta virgen, propileno, lubricantes y derivados.

(2) YPF Energía Eléctrica S.A. comenzó sus actividades el 1° de agosto de 2013.

6. Índices

	30/9/2019	30/9/2018	30/9/2017	30/9/2016	30/9/2015
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	1,065	1,175	1,279	1,087	0,928
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,543	0,513	0,396	0,384	0,511
Inmovilizado del Capital (Activo no corriente sobre Activo Total)	0,796	0,790	0,779	0,775	0,798

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07-NOVIEMBRE-2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

7. Perspectivas

Durante 2018, la Sociedad, trabajó en la actualización de su Plan Estratégico de Negocios para cubrir el quinquenio 2019-2023, el cual fue aprobado por el Directorio de la Sociedad y fue presentado el pasado 26 de octubre de forma simultánea en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Los pilares de la estrategia de YPF enmarcados en este plan son: (i) Crecimiento rentable con foco en la creación de valor, (ii) Innovación y tecnología, (iii) Modelo de empresa integrada de energía, (iv) Transformación de nuestras operaciones y cultura, (v) Disciplina financiera, y (vi) Excelencia operativa y sustentabilidad.

La Sociedad lanzó y se encuentra implementando un Plan de Transformación con iniciativas transversales y objetivos mensurables que nos permita alcanzar los desafíos de la estrategia. Este Plan de Transformación se centra en el cambio cultural en la gestión de las personas, alineando la estructura organizacional a los objetivos estratégicos, en la modernización de nuestras operaciones acelerando la innovación y el uso de tecnología que permita agilizar las operaciones e incrementar la eficiencia de las mismas y en el foco permanente en la sustentabilidad y la seguridad de nuestras operaciones que nos asegure el cuidado de las personas y del medio ambiente.

El negocio de Upstream tiene como principales objetivos la reducción del costo de desarrollo para viabilizar una mayor cantidad de proyectos, incrementando así la base de recursos y las reservas, así como la búsqueda permanente de la excelencia operacional que, entre otras cosas, resulte en una reducción de costos operativos y en aumento de productividad. El cumplimiento de estos objetivos nos llevará a incrementar la producción de hidrocarburos en Argentina de forma rentable.

Como parte de este proceso, la Sociedad ha continuado fortaleciendo lazos estratégicos con socios y ha firmado acuerdos en dicho sentido durante los últimos años.

Con fecha 25 de junio de 2019, YPF recibió una notificación de IEASA informando que resultó adjudicataria de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° ADCH 01/2019, relativa a la cesión por parte de IEASA del 100% de la concesión de explotación convencional, no convencional y de transporte otorgadas sobre el Área Aguada del Chañar ubicada en la provincia del Neuquén, junto con todos sus activos e instalaciones. YPF resultó adjudicataria de dicha licitación presentando una oferta de US\$ 96 millones.

Con fecha 28 de junio de 2019, se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Neuquén el Decreto 1096/2019 autorizando la cesión informada. En la misma fecha, IEASA e YPF suscribieron los acuerdos definitivos que instrumentaron la cesión.

El negocio de Gas y Energía tiene como principales objetivos poner foco en proyectos de generación de demanda de gas que permitan asegurar mercado en un contexto de alta competencia entre los distintos productores, liderar el desarrollo de una red eficiente de midstream para viabilizar el crecimiento de la producción de gas, el desarrollo de nuevas alternativas de monetización de gas, el crecimiento del negocio de energía eléctrica a través de una compañía moderna y que incorpore capital de terceros y la búsqueda permanente de alternativas que mejoren la eficiencia energética del resto de las operaciones de YPF.

En esta línea, en el primer trimestre de 2018 se ha perfeccionado la incorporación del grupo General Electric como socio estratégico en YPF Energía Eléctrica (YPF EE).

Adicionalmente el 21 de noviembre de 2018 YPF S.A. celebraron dos acuerdos, un acuerdo de charter de una barcaza licuefactora, la que será llamada "Tango FLNG", (en adelante, el "CHARTER") con Exmar Energy Netherlands B.V. (en adelante, "Exmar"), y un acuerdo de servicios de licuefacción (en adelante los "SERVICIOS") con la empresa Exmar Energy Services B.V., ambas empresas afiliadas de EXMAR N.V. Los acuerdos tienen una duración de 10 años, con una inversión por parte de YPF de aproximadamente 20 millones de dólares.

Mediante este acuerdo, YPF podrá producir un volumen aproximado de gas natural licuado (GNL) de 500.000 toneladas por año tomando gas natural proveniente de sus yacimientos en todo el país, pudiendo de esta forma exportar este recurso natural a distintos mercados internacionales, incluyendo Asia, Europa y mercados regionales. Se trata del primer proyecto flotante de exportación de GNL en América Latina, el tercero en el mundo, que incluirá a Argentina dentro del selecto grupo de países exportadores de GNL. La barcaza posee una capacidad de almacenamiento 16.100 m³ GNL y de licuefacción de 2,5 mm³/d de gas natural.

Adicionalmente a lo mencionado, YPF se encuentra analizando la viabilidad de otras alternativas de expansión de GNL que permitan expandir aún más las opciones de exportación.

Por otro lado, con fecha 29 de mayo de 2019 la Sociedad recibió una notificación de IEASA informando que YPF y Pampa Cogeneración S.A., una sociedad controlada por Pampa Energía S.A. ("Pampa"), habiendo efectuado una oferta conjunta, resultaron adjudicatarias en forma conjunta de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTEB 02/2019, relativa a la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de la Central Térmica Ensenada de Barragán ("CTEB").

La CTEB se encuentra ubicada en el polo petroquímico de la localidad de Ensenada, Provincia de Buenos Aires, y dispone a la fecha de una potencia instalada de 560 MW. Como parte de la transacción, los adquirentes deberán completar, en un plazo de 30 meses, las obras necesarias para que la CTEB opere a ciclo combinado, aumentando la potencia instalada a 840 MW. Para mayor información véase Nota 4 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados.

En relación al negocio de Downstream, los principales pilares estratégicos son: mantener el liderazgo en el mercado local de forma eficiente y rentable, con foco en la experiencia de los clientes y el valor de la marca, readecuar el negocio del Downstream al futuro crecimiento de Vaca Muerta a través de ajustes en la infraestructura para la evacuación del mayor shale oil y exportación de crudo, adecuación de los sistemas productivos de las refinerías y foco en el negocio petroquímico, anticiparse a un futuro con menor presencia de combustibles fósiles, reposicionar la presencia de YPF en la región, cumplir con las mayores exigencias de contenido de azufre y calidad en los combustibles mediante la ejecución de un programa ambicioso de inversiones y mantener los altos estándares de calidad en nuestros procesos y en la operación de nuestros complejos industriales.

El desafío de lograr un mercado dinámico de combustible sostenible basado en paridades de importación es también el foco del segmento, fundamentalmente en períodos de turbulencia macroeconómica.

En términos de las nuevas especificaciones de combustibles, contamos con un plan de trabajo e inversión para mejorar la calidad de los mismos. La Resolución N° 5/2016, luego modificada por la resolución N° 588/2019 de la Secretaría de Recursos de Hidrocarburos establece nuevas especificaciones para el contenido de azufre en los combustibles. En 2019, la legislación sobre el contenido de azufre en el gasoil grado 2 y en la nafta

grado 3 establece una disminución, por lo que se han realizado ajustes en los procedimientos de blending en la Refinería La Plata y en la Refinería Luján de Cuyo para atender dicha exigencia. Esta Resolución, establece que a partir de 2024 las especificaciones de azufre disminuyan nuevamente para el gasoil grado 2 y para la nafta grado 2. Por lo tanto, se están realizando inversiones desde 2018 para cumplir con estas nuevas especificaciones: el desarrollo de una nueva unidad de hidrotratamiento de nafta de coque y la modernización de las unidades de magnaforming y de la unidad de hidrotratamiento de naftas de FCC en el Complejo Industrial de La Plata; y la renovación del hidrotratamiento de la nafta de FCC y una nueva unidad de desulfuración de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo.

En relación con el compromiso de sustentabilidad, la industria del petróleo y gas está atravesando un momento de profundos cambios que requieren armonizar una creciente demanda de energía con nuevos desafíos en términos de costos y rentabilidad, diversificación de la matriz energética y una creciente preocupación por el cambio climático y la descarbonización de la economía. Cada región o país tendrá que desarrollar su propia hoja de ruta para la transición en función de su propio punto de partida, disponibilidad de recursos y capacidades.

En este contexto, YPF ha iniciado un proceso de transformación para convertirse en una empresa de energía integral y líder en el desarrollo de energía sustentable en Argentina. YPF entiende la sustentabilidad como una forma de hacer negocios que implica:

- Trabajo transparente y responsable a nivel económico, ambiental y social.
- Rentabilidad y enfoque en el crecimiento a través de la innovación y las nuevas tecnologías.
- Generación de valor a corto y largo plazo para accionistas, inversores, socios, clientes, empleados, proveedores, las comunidades donde operamos y nuestro país.

Aunque el petróleo y el gas seguirán siendo la base de nuestra cartera de negocios para los próximos años, estamos comprometidos con el fortalecimiento de la eficiencia energética, la reducción de emisiones específicas y el desarrollo de alternativas energéticas más sustentables, incluida la promoción de la producción de gas natural y las energías renovables como alternativas más limpias al petróleo. Lo hacemos a través de un negocio responsable y transparente basado en la innovación, las nuevas tecnologías y la mejor economía, la excelencia operacional y la transformación de las operaciones y la cultura corporativa. En particular, en energía renovable, al proporcionar una fuerte inversión en I&D y proyectos en esta área, la compañía espera aumentar su capacidad de generación de energía mediante la diversificación de las fuentes de energía, incluido el aumento de los usos del gas natural, la energía térmica, solar y eólica.

En lo referido a contingencias judiciales, las causas de Maxus, Petersen y Eton Park han continuado sus estados procesales. Véase adicionalmente notas 30 y 31 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados.

Por último, para poder ejecutar el ambicioso plan de 5 años anteriormente descripto, la Estrategia Financiera de la Sociedad estará dirigida a mantener una sólida disciplina financiera, realizar una estricta asignación del capital en los proyectos de inversión que superaren la rentabilidad objetiva esperada, lograr un flujo de caja positivo sostenido, gestionar activamente nuestra cartera de proyectos e incrementar el pago de los dividendos a nuestros accionistas en el mediano plazo.

Miguel Ángel Gutiérrez
Presidente