

KARINA YURIKO ARAKAKI HAYASHIDA

CTP 0470

CERTIFIED TRANSLATOR

English - French - Spanish

Avenida Alameda del Corregidor 1575, C-202, La Molina

+51 997347499

traducciones@trl.pe

DIGITAL CERTIFIED TRANSLATION

TCD 0042-2021

**CONDENSED INTERIM FINANCIAL STATEMENTS AS OF
JUNE 30, 2021, DECEMBER 31, 2020, AND JUNE 30, 2020**



La Decana Nacional del Colegio de Traductores del Perú certifica que la firma que antecede corresponde a un miembro hábil y activo de la Orden que cuenta con la autorización del Colegio de Traductores del Perú para realizar traducciones certificadas digitales. Se legaliza únicamente la firma, no el contenido de los documentos adjuntos.

Hilda Elizabeth Ascencio Pasache
Decana Nacional del Colegio de Traductores del Perú

I, the undersigned Certified Translator, Member of the Peruvian Association of Professional Licensed Translators (CTP), do hereby certify that this Digital Certified Translation is a true and correct translation of the original document enclosed herewith, which has been produced before me. This certification shall be considered an acknowledgment of the accuracy of the translation but not of the authenticity or contents of the document in source language attached hereto.



Colegio de Traductores del Perú

Fecha: 18/09/2021 10:46:12 (UTC-05:00) Bogotá, Lima, Quito, Rio Branco

ID: 20376744940

<https://ctp.thisign.com/documento/validar/452931A2-759B-407C-8264-C1ABE5AE20C0>



La copia impresa de este documento es válida según el D.S. N° 026-2016-PCM.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

**CONDENSED INTERIM FINANCIAL STATEMENTS
AS OF JUNE 30, 2021, DECEMBER 31, 2020, AND JUNE 30, 2020**

TABLE OF CONTENTS	Page
Condensed interim financial position statement	1
Condensed interim comprehensive income statement	2
Condensed interim net worth changes statement	3
Condensed interim cash flow statement	4 - 5
Notes to the condensed interim financial statements	6 - 37

USD = US Dollar
S/ = Peruvian Sol
EUR = Euro



PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

CONDENSED INTERIM FINANCIAL STATEMENTS
AS OF JUNE 30, 2021, DECEMBER 31, 2020, AND JUNE 30, 2020

1 IDENTIFICATION AND ECONOMIC ACTIVITY

a) Identification -

Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (hereinafter, the Company), was incorporated on July 24, 1969, under Decree Law No. 17753.

The Company is a state company under private law that carries out its activities in the energy and mining sector, and the hydrocarbon subsector. The Company is organized and operates as a public limited company in accordance with the provisions of Legislative Decree No. 043, Law of the Company Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. published on March 4, 1981 and its amendments, which establish that the Peruvian State is the owner of all the representative shares of the Company's capital stock, and Article 12 of the Regulations of Law No. 28840 provides that each member of the General Meeting of Shareholders, will represent the number of shares of the Company's capital stock that results from dividing the total of the shares by the number of members appointed in representation of the Peruvian State.

The Company is registered with the *Superintendencia de Mercados de Valores* (Superintendency of Securities Markets (SMV)).

The Company's main offices are located at Av. Enrique Canaval y Moreyra No. 150, San Isidro, Lima, Peru.

By provision of Law No. 28840 - Law of Strengthening and Modernization of the Company Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A., the Company was expressly excluded from the scope of the *Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado* (National Fund for the Financing of State Business Activity) - FONAFE and the *Sistema Nacional de Inversión Pública* (National Public Investment System) - SNIP. In addition, with the second final provision of Law No. 28840, Supreme Resolution No. 290-92-PCM was repealed, which included the Company in the process of promoting private investment, as well as any provision that opposed the Law No. 28840.

The Company is governed by its Organic Law approved by Legislative Decree No. 043, its Statute, Law No. 28840 - Law of Strengthening and Modernization of the Company Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (its Regulations, approved by Supreme Decree No. 012-2013-EM, on April 27, 2013) and additionally by the General Law of Companies, being subject only to the control of the *Contraloría General de la República* (Comptroller General of the Republic) (CGR), of the *Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria* (National Superintendency of Customs and Tax Administration) (SUNAT) and the hydrocarbon sector regulator.

Likewise, in accordance with the provisions of the third final provision of Legislative Decree No. 1031, which promotes the efficiency of the state's business activity dated June 23, 2008, section 9.3 of Article 9 and Article 12 of said Legislative Decree No. 1031 are applicable. In the first case, the financial statements are audited annually by independent external auditors appointed by the General Shareholders' Meeting, and in the second case, by resolution of the General Shareholders' Meeting, the minimum level of registration of its capital stock in the Public Registry of the Stock Market will be determined, subject to the provisions issued by the SMV.

The provisions of Law No. 30130 published on December 18, 2013, which was called "Law that declares of public necessity and national interest the priority execution of the modernization of the Talara Refinery to ensure the preservation of air quality and public health and adopts measures to strengthen the Corporate Governance



of Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.", also apply to it, which provides that the Company execute the *Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara* (Talara Refinery Modernization Project) (hereinafter, PMRT), as well as its Regulations, approved by Supreme Decree No. 008-2014-EM, published on March 24, 2014. According to Article 5 "Approval of guarantees' granting" of Law No. 30130 it is approved the granting of guarantees by the National Government up to an amount of USD 200 million annually, up to a cumulative total of USD 1,000 million in support of the financial obligations derived from the financing contracted by the Company to execute the PMRT, in case the Company does not reach the financial flows to assume said obligations. As of June 30, 2021 and December 31, 2020, the use of said guarantees has not been required.

Additionally, on December 30, 2016, Legislative Decree No. 1292 was published, declaring the safe operation of the North Peruvian Pipeline to be of public necessity and of national interest and it provides the reorganization and improvement of the Company's Corporate Governance. On August 15, 2019, Law No. 30993 was published, which declared the preparation and execution of the *Proyecto de Afianzamiento y Modernización del Oleoducto North Peruvian* (North Peruvian Pipeline Strengthening and Modernization Project) to be of national interest, in order to guarantee the operation and efficient maintenance of the North Peruvian Pipeline, expand its extension, increase its transport capacity and profitability, safeguard the conservation of the environment and complement the Talara Refinery Modernization Project, as well as guarantee an adequate participation by way of taxes, fees and royalties in favor of the State.

b) Economic activity -

With Law No. 28244 of June 2, 2004, the Company was authorized to negotiate agreements with PERUPETRO S.A. in exploration and/or exploitation and operations or oil services according to law.

The Law of Strengthening and Modernization of the Company Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. establishes that the Company will act with economic, financial and administrative autonomy and in accordance with the annual and five-year objectives approved by the Ministry of Energy and Mines of Peru. The acts and agreements that it subscribes in the fulfillment of its corporate purpose will be subject to what is established in: i) Legislative Decree No. 043 and its amendments, ii) its Statute, iii) its internal regulations, iv) the agreements of its Board of Directors, v) the Standards of the National Control System and vi) the specific regulations for the Company.

The foreign trade operations carried out by the Company are governed by generally accepted international trade customs and traditions and by the generally accepted rules of International Law and the hydrocarbon and energy industry.

As part of its corporate purpose, the Company carries out activities provided for in Law No. 26221, Organic Law that regulates Hydrocarbon's activity in the National Territory. These activities include all phases of the oil industry and trade, its derivatives, basic and intermediate petrochemicals, and other forms of energy.

With Law No. 29970 - Law that strengthens Energy Security and promotes the development of the petrochemical pole in the south of the country, the participation of the Company, individually or in association, is provided in the development of the petrochemical pole referred to in said Law.

Law No. 30130 authorizes the Company to sell or issue shares to be placed on the Stock Market. In this process, the State may incorporate a private participation of up to 49% of its outstanding capital stock. Likewise, it is established that the Company may carry out investment activities and projects, as long as they do not generate firm or contingent liabilities for the Company, present or future, do not affect the guarantees of the Talara Refinery Modernization Project (PMRT) and do not demand resources from the Public Treasury, which does not limit those projects that allow the Company to maintain its operations once the law enters into force. These restrictions will cease when the Company generates sufficient flows to guarantee the payment of the indebtedness to be contracted for the investments related to the PMRT and a private participation of at least 40% has been incorporated in its outstanding capital stock.



With Supreme Decree No. 031-2016-MEM of December 1, 2016, the assignment of the contractual position in the License Agreement for the Exploration and Exploitation of Hydrocarbons in Block 64 was approved by the Company in favor of Geopark Perú S.A.C., the latter being designated as the operator of the aforementioned agreement. Likewise, on December 2, 2016, the Public Deed of the aforementioned assignment was signed. In August 2020, the Company decided to accept the assignment of the 75% stake in the License Agreement for Block 64, held by Geopark Perú S.A.C., because in July it notified the Company that it irrevocably chose to exercise the option to withdraw the License Agreement. Geopark, in its capacity as operator, will continue to operate the block until a new resolution is issued granting Petroperú the 100% concession, for which reason it will continue to attribute 25% of expenses to Petroperú on a monthly basis.

Legislative Decree No. 1292, published on December 30, 2016, declared the safe operation of the North Peruvian Pipeline of public necessity and of national interest, providing the reorganization of the Company and the improvement of its corporate governance, granting a term of 720 calendar days from the date of publication of said Legislative Decree, for the elaboration of a plan that regulates, among others, the modification, execution of agreements and contracting of services related to the business units of the Company; the Company's participation in hydrocarbon exploration and exploitation agreements; the possibility of the Company to participate in social responsibility actions under the mechanism of works for taxes; the application of the capital increase referred to in section 8.1 of Article 8 of Law No. 29970 for the execution of the Talara Refinery Modernization Project and, the modification of Article 4 and the second complementary provision of Law No. 28840 - Law of Strengthening and Modernization of the Company Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. to implement Legislative Decree No. 1292, approved by the Board of Directors. Said plan was approved by the Board of Directors with Agreement No. 067-2018-PP dated August 6, 2018.

c) Regulatory framework of the Company's sales prices -

Article 77 of the Organic Hydrocarbons Law establishes that activities and prices related to crude oil and its derivative products are governed by supply and demand.

- The Company's fuel price policy approved by its Board of Directors establishes the following:

- The prices of liquid fuels and specialties are determined according to supply and demand, in compliance with the provisions of the Organic Hydrocarbons Law and regulations that modify or replace it.
- The list prices of liquid fuels and specialties will be approved by the Executive Price Committee chaired by the General Manager and made up of the Administration and Finance Manager, Supply Chain Manager, Refining Manager and Commercial Manager or whoever assumes their functions.
- The determination of the prices of liquid fuels and specialties that the Company commercializes in the local market will consider the opportunity cost and will be set at prices that allow the Company to compete in the market and at the same time achieve its strategic and budgetary goals. In the case of liquid fuels, the opportunity cost corresponds to the import Parity Price calculated with the methodology defined by the Company in its guidelines.
- The Company's list prices of liquid fuels must be competitive with respect to other economic agents, producers and importers, in the Sales Plants of the country where there is commercial operation, provided that there is commercial benefit.
- In the case of events or occurrences on the international market that significantly impact the prices of liquid fuels and specialties sharply on the rise or fall, which negatively affect the reputational image of the Company or put it in an economic situation of potential risk, the Executive Pricing Committee may decide to transfer them gradually to the clients or to nullify the variations presented in a temporary manner that occur for a very short time until the local or international market stabilizes, taking into account the financial sustainability of the Company.



- During the first half of 2021, the improvement in business expectations as a result of the vaccination process worldwide against COVID-19 and the economic recovery of the main economies of the world, have been supporting the prices of oil and other matters cousins. On the other hand, the imbalance between supply and demand, as well as the reduction in crude inventories, have favored the increase in the international price, but also explain greater volatility, which is expected to end in the second half of this year. It is worth mentioning that the increase in the exchange rate is another variable that has an upward impact on sales prices in national currency, and it is very important that this variable finds greater stability in a year affected by the uncertainty of the electoral elections and a threatened local economy due to spikes in infections and targeted closures.

- Fund for the stabilization of prices of petroleum derived fuels (hereinafter, the Price Stabilization Fund).

The Price Stabilization Fund was created by the Peruvian Government by Emergency Decree No. 010-2004, regulatory and amending standards. By this norm the Peruvian State constitutes a contingent fund to avoid that the volatility of the prices of the hydrocarbons is transferred to the final consumers; however, the Ministry of Energy and Mines (MEM) will compensate the Company for the spreads not transferred to clients.

In accordance with these regulations, the *Dirección General de Hidrocarburos* (General Directorate of Hydrocarbons) (DGH) of the Ministry of Energy and Mines establishes a price band for each fuel product that is marketed in the country. Article 6 of Supreme Decree No. 133-2010-EF (dated June 23, 2010) establishes that the *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería* (Supervisory Agency of Investment in Energy and Mining) - OSINERGMIN will update and publish every two months, in the Official Gazette *El Peruano*, the bands of each of the products on the last Thursday of the second month, counted from the effective date of the last update.

Weekly, the Supervisory Agency of Investment in Energy and Mining - OSINERGMIN publishes for each fuel product marketed in the country a referential price called *Precio de Paridad de Importación* (Import Parity Price) (PPI). When the PPI is greater than the upper limit of the band, the difference constitutes the Compensation Factor and when the PPI is less than the lower limit of the band, the difference constitutes the Contribution Factor.

With Supreme Decree No. 007-2020-EM, published on April 21, 2020, LPG-E, Diesel B5 and Diesel S-50 were excluded as products subject to the Fund for the Stabilization of Fuel Prices, effective as of April 28, 2020.

As of June 30, 2021, the Price Stabilization Fund applied only to industrial oil 6. Said fund represented 0.07% of the Company's income (-2.2 of the income in 2020).

d) Approval of financial statements -

The interim financial statements for the six-month period ended June 30, 2021 have been approved by the Company's General Management on August 2, 2021. The financial statements as of December 31, 2020 were approved by the General Meeting of Shareholders on July 19, 2021.

2 BASIS FOR THE PREPARATION OF THE FINANCIAL STATEMENTS

The condensed interim financial statements for the three-month period ended March 31, 2021, have been prepared in accordance with the International Accounting Standard No. 34, "Interim Financial Reporting" (IAS 34) issued by the International Accounting Standards Board (IASB).



The information in the statement of financial position as of December 31, 2020, and the corresponding notes are derived from the audited financial statements as of that date.

The unaudited condensed interim financial statements arise from accounting records and are prepared on a historical cost basis, except for derivative financial instruments that are measured at fair value. The condensed interim financial statements are presented in thousands of United States dollars, except when a different monetary expression is indicated. The accounting policies applied are consistent with those of the 2020 year and the comparative interim period.

The condensed interim financial statements do not include all the information and disclosures required for the annual financial statements and should be read together with the financial statements for the year ended December 31, 2020, which were prepared in accordance with IFRS issued by the IASB.

3 SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

3.1 Changes in the applicable regulations as of January 1, 2021 -

The following standards and modifications have been adopted by the Company for the first time for the fiscal year that began on January 1, 2021:

Amendments to IFRS

Amendments to IAS 37 - Onerous Agreements – Cost of Fulfilling an Agreement

In order to clarify the types of costs that a company includes as agreement performance costs when evaluating whether an agreement is onerous, the International Accounting Standards Board issued in May 2020 the amendment to IAS 37 Provisions, contingent liabilities and contingent assets. As a consequence of this modification, the entities that currently apply the “incremental costs” approach will find it necessary to recognize higher provisions and a greater number of onerous agreements.

The amendment clarifies that the costs of fulfilling an agreement include:

- incremental costs, for example, direct labor and materials; and
- an allocation of other direct costs, for example, the allocation of a depreciation expense of a heading of Property, Plant and Equipment used for the performance of an agreement.

Property, Plant and Equipment - Income before intended use (Amendments to IAS 16)

In order to provide guidance in accounting for the sales and costs that entities may generate in the process of making a heading of Property, Plant and Equipment available for use, the International Accounting Standards Board issued in May of 2020 the amendment to IAS 16.

In accordance with these modifications, the product from the sale of goods obtained in the process that a heading of Property, Plant and Equipment is available for use, must be recognized in the income statement together with the costs of producing such goods. IAS 2 Inventories should be applied in the identification and measurement of these assets.

Entities will have the need to differentiate between:

- the costs associated with the production and sale of the goods and services before the Property, Plant and Equipment heading is in use; and
- the costs associated with putting the Property, Plant and Equipment heading into operation for its intended use.



Classification of Liabilities as Current or Non-Current (Amendment to IAS 1)

In order to promote uniformity of application and clarify the requirements for determining whether a liability is current or non-current, the International Accounting Standards Board has amended IAS 1 Presentation of Financial Statements. As a consequence of this modification, entities must review their loan agreements to determine if their classification will change.

Modifications include the following:

- The right to postpone cancellation must be well-founded: current IAS 1 establishes that entities classify a liability as current when they do not have an unconditional right to postpone cancellation of the liability for at least twelve months following the date of exercise, about which it is reported. As part of its amendments, the IASB has removed the requirement that the right be unconditional and instead notes that the right to postpone cancellation must be substantiated and exist at the end of the reporting period.
- The classification of revolving credit lines may change, entities classify a liability as non-current if they have the right to postpone its cancellation for at least twelve months from the end of the reporting period. Now, the IASB has clarified that the right to defer exists only if the company meets the conditions specified in the loan agreement at the end of the reporting year, even if the lender does not verify compliance until a later date.
- Liabilities with characteristics of cancellation of net worth: the modifications indicate that the cancellation of a liability includes the transfer of the entity's own net worth instruments to the other party. The amendment clarifies the way in which entities classify a liability that includes a conversion option of the other party, which could be recognized as net worth or as a liability separately with respect to the liability component provided for in IAS 32 Financial Instruments: Presentation.

The modification is effective, retroactively, for annual periods beginning on or after January 1, 2023. Early application is allowed. However, companies will consider including the information to be disclosed in accordance with IAS 8 Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors in their next annual financial statements.

Reform of the Reference Interest Rate (Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 and IFRS 16) Phase 2

In August 2020, the International Accounting Standards Board issued amendments that complement those issued in 2019 (Reform of the Reference Interest Rate – Phase 1) and focus on the effects they may have on financial information, when it is replaced one benchmark interest rate for another.

The modifications of this Phase 2 address the aspects that may affect financial information during the reform of a benchmark interest rate, including the effects of contractual changes in cash flows or in hedging relationships, which may exist when replacing the referential interest rate for an equivalent. As part of the main amendments, the Board considered the following amendments to IFRS 9 Financial Instruments, IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement, IFRS 7 Financial Instruments: Disclosures, IFRS 4 Insurance Agreements and IFRS 16 Leases:

- changes in the basis for determining contractual cash flows related to financial assets, financial liabilities, and lease liabilities.
- hedge accounting; and
- disclosures.



The Company will evaluate the impact of these modifications during the year 2021. Likewise, other regulations and modifications listed below have been published which, due to the nature of its activities, the Company considers that they are not applicable:

- IFRS 17 Insurance Agreements
Issued on May 18, 2017, this standard requires that insurance liabilities be measured at a current fulfillment value and provides a more uniform presentation and measurement approach for all insurance agreements. These requirements are designed to generate consistent and principles-based accounting for insurance companies.
- Sale or contributions of assets between an investor and its associate or joint business (Amendments to IFRS 10 and IAS 28).
- Reference to the conceptual framework (Amendments to IFRS 3)

It is not expected that other IFRS or IFRIC interpretations that are not yet in force could have a significant impact on the Company's financial statements.

3.2 Significant accounting policies -

The accounting policies applied are consistent with those of the annual financial statements for the year ended December 31, 2020, as described therein, except for the accounting treatment of income tax in interim periods, which are accounted for using the tax rate that would be applicable to the total expected annual profit or loss (see Note 4 and Note 23). Income tax expense is recognized in each interim period according to the best estimate of the expected effective annual income tax rate for the full year. The Company's Management considers that the amount accrued for income tax expense in an interim period may have to be adjusted in a later interim period of that same year if the estimate of the annual effective income tax rate changes.

4 ESTIMATES AND CRITICAL ACCOUNTING CRITERIA

The preparation of the condensed interim financial statements requires Management to make judgments, estimates and assumptions that may affect the application of accounting policies and the balances of assets and liabilities, income, and expenses. Actual results could differ from those estimates.

In preparing the condensed interim financial statements, the relevant judgments and estimates made by Management in the application of the Company's accounting policies and in the critical information for estimating uncertainties were the same as those applied in the financial statements by the year ended December 31, 2020, except for changes in estimates that are required to determine the provision for income tax.

Income tax -

To determine income tax in interim periods, Management uses the effective tax rate that would be applicable to the total expected annual profit or loss (see Note 3.2 and Note 23), which requires Management's judgment to determine the expected results for tax purposes.

The Company performed a sensitivity analysis of the income tax expense in the interim periods based on the estimate of the effective income tax rate at the end of the year.

If the effective income tax rate had been +/- 1% different from Management's estimates, the Company would need to increase/decrease the income tax expense by USD 957 thousand in the six-month period ended on June 30, 2021 (USD 938 thousand in the six-month period ended June 30, 2020).



5 FINANCIAL RISK MANAGEMENT

5.1 Financial risk factors -

The Company's activities expose it to a variety of financial risks: market risks (mainly exchange rate risk, interest rate risk and oil price risk), credit risk and liquidity risk.

The condensed interim financial statements do not include all the financial risk management information and disclosure required in the annual financial statements; should be read in conjunction with the Company's annual financial statements as of December 31, 2020, as there have been no changes in the related assessments of financial risks since the end of the year.

There have been no significant changes in the risk management department or in any risk management policy since the end of 2020.

5.2 Liquidity risk -

Management manages its liquidity risk by ensuring that it always has sufficient credit lines and solving its working capital with the cash flows from its operating activities.

The Company has sufficient credit capacity to have access to lines of credit with the best rated financial institutions (institutions with no default history and of local prestige) in market terms. In addition, the Company develops new banking relationships in order to have adequate funds available at all times. However, with the current uncertainty due to the state of emergency that the country is experiencing due to the COVID-19 pandemic, there is a risk that banks will review the terms of the credit lines (short-term financing that may not be refinanced). The Company assumes this risk.

As of June 30, 2021, the Company has short-term revolving credit lines granted by local and foreign banks for up to USD 2,216,402 thousand of which USD 1,415,657 thousand are available as of that date, sufficient amount to attend its purchase operations in the national territory and in foreign markets and other obligations related to working capital. These lines of credit do not have maintenance cost requirements or require collateral.

5.3 Capital risk -

The Company's objectives when managing its capital are to safeguard its ability to continue as a going concern in order to generate returns to its shareholder, benefits to other stakeholders and to maintain an optimal structure to reduce the cost of capital.

The Company monitors its capital based on the leverage ratio, which is calculated by dividing its net debt by its total capital. Net debt corresponds to total financial obligations (including current and non-current) minus the balance of cash and cash equivalents. Total capital corresponds to net worth as shown in the statement of financial position plus net debt.

The Company maintains the investment grade granted by the risk rating agencies: Standard & Poor's (BBB- for long-term debt) and Fitch Ratings (BBB + for long-term debt in foreign currency), as well as local qualification of Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. (AA-(pe) for long-term obligations).



As of June 30, 2021, and December 31, 2020, the leverage ratios were as follows:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Other financial liabilities	4,918,357	4,414,398
Minus: Cash and cash equivalents		
Time deposits	(461,648)	(84,853)
Net debt (A)	4,456,709	4,329,545
Total equity (B)	1,911,850	1,840,982
Total capital (A) + (B)	6,368,559	6,170,527
Ratio (A/(A+B))	0.70	0.70

The leverage ratio remains as of June 30, 2021, explained by the increase in the long-term liability for the issue of Securities in February 2021 for USD 1,000 million, which was partially used to pay short-term financing. That decreased by USD 643 million, from this fund received with the Security issue, a balance of USD 319 million is kept in cash; that is why the increase in financial liabilities is offset by the increase in cash, which is why the indicator remains at 0.70. Cash will decrease in the payment of investments in the PMRT.

6 INFORMATION BY SEGMENTS

a) Description of the main segments and activities

The highest authority in making operating decisions (General Management), examines the performance of the Company in three strategic divisions, which correspond to its operating segments that must be reported on. These divisions offer different products and services and are managed separately since they require different business strategies, both commercial and financial.

The Company's segments are evaluated based on the activity of the following business segments: (i) Production and marketing, (ii) Pipeline operations, and (iii) Rented and privatized units.

Based on what is established by IFRS 8, the reportable operating segment due to its representativeness over income is: "Production and commercialization". However, on a voluntary basis, the Company has decided to report all its operating segments as detailed in this Note.

The following summary describes the operations of each reportable segment:

<u>Reportable segment</u>	<u>Operations</u>
Production and commercialization	Refining and marketing of petroleum products.
Pipeline operations	Crude oil transfer and custody service from the northern jungle of the country.
Rented and privatized units	Assets that originate cash inflows derived from rentals.

The General Management of the Company reviews the internal management reports of each segment on a quarterly basis.

There are different levels of transactions between the production and marketing segments and pipeline operations. These transactions include transfers of oil or some transportation products and services, respectively.



b) Statement of financial position by segment –

	Production and commercialization (* USD 000	Pipeline operations USD 000	Rented and privatized units USD 000	Total USD 000
As of June 30, 2021				
Assets:				
Current	1,113,445	251,787	157,454	1,522,686
Not current	6,309,863	261,600	195,209	6,766,672
	<u>7,423,308</u>	<u>513,387</u>	<u>352,663</u>	<u>8,289,358</u>
Liabilities:				
Current	1,632,795	113,998	35,537	1,782,330
Not current	4,577,782	17,396	-	4,595,178
	<u>6,210,577</u>	<u>131,394</u>	<u>35,537</u>	<u>6,377,508</u>
As of June 30, 2020				
Assets:				
Current	954,204	93,966	44,007	1,092,177
Not current	5,510,645	227,766	194,836	5,933,247
	<u>6,464,849</u>	<u>321,732</u>	<u>238,843</u>	<u>7,025,424</u>
Liabilities:				
Current	1,861,544	34,845	35,364	1,931,753
Not current	3,364,729	17,456	-	3,382,185
	<u>5,226,273</u>	<u>52,301</u>	<u>35,364</u>	<u>5,313,938</u>

(*) It includes refineries, a gas station, commercial area and main office.

c) Statement of comprehensive income by segment –

	Production and commercialization (* USD 000	Pipeline operations USD 000	Rented and privatized units USD 000	Total USD 000
For the six-month period ended June 30, 2021				
Ordinary activities income	1,808,654	67	-	1,808,721
Other operating income	13,980	8,033	14,378	36,391
Total income from ordinary activities	<u>1,822,634</u>	<u>8,100</u>	<u>14,378</u>	<u>1,845,112</u>
Sales cost	(1,548,902)	(17,366)	(2,689)	(1,568,957)
Transfers	(2,244)	2,244	-	-
Gross profit	<u>271,488</u>	<u>(7,022)</u>	<u>11,689</u>	<u>276,155</u>
Selling and distribution expenses	(24,647)	-	(4,932)	(29,579)
Administration expenses	(51,331)	(4,919)	-	(56,250)
Other income and expenses	16,256	507	-	16,763
Profit (loss) from operating activities	<u>211,766</u>	<u>(11,434)</u>	<u>6,757</u>	<u>207,089</u>
Financial, net	(37,343)	(1,790)	(1,386)	(40,519)
Profit before income tax	<u>174,423</u>	<u>(13,224)</u>	<u>5,371</u>	<u>166,570</u>
Income tax expense	(95,544)	(57)	(101)	(95,702)
Net result from the exercise	<u>78,879</u>	<u>(13,281)</u>	<u>5,270</u>	<u>70,868</u>



	Production and commercialization (*)	Pipeline operations	Rented and privatized units	Total
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
For the six-month period ended June 30, 2020				
Ordinary activities income	1,413,790	6,884	-	1,420,674
Other operating income	13,559	9,634	11,936	35,129
Total income from ordinary activities	<u>1,427,349</u>	<u>16,518</u>	<u>11,936</u>	<u>1,455,803</u>
Sales cost	(1,420,487)	(26,183)	(2,689)	(1,449,359)
Transfers	7,235	(7,235)	-	-
Gross profit	<u>14,097</u>	<u>(16,900)</u>	<u>9,247</u>	<u>6,444</u>
Selling and distribution expenses	(26,766)	-	(1,969)	(28,735)
Administration expenses	(55,058)	(4,633)	-	(59,691)
Other income and expenses	3,555	1,447	-	5,002
Profit (loss) from operating activities	<u>(64,172)</u>	<u>(20,086)</u>	<u>7,278</u>	<u>(76,980)</u>
Financial, net	(20,720)	(5,299)	(8)	(26,027)
Profit before income tax	<u>(84,892)</u>	<u>(25,385)</u>	<u>7,270</u>	<u>(103,007)</u>
Income tax expense	(77,279)	(23,108)	6,618	(93,769)
Net result from the exercise	<u>(162,171)</u>	<u>(48,493)</u>	<u>13,888</u>	<u>(196,776)</u>

(*) It includes refineries, a service station, commercial area and main office.

d) Geographic income information -

As of June 30, 2021, and 2020, revenue by segment is based on the geographic location of customers:

	2021 USD 000	2020 USD 000
Peru	1,722,999	1,281,169
Other countries	85,722	139,505
	<u>1,808,721</u>	<u>1,420,674</u>

7 SIGNIFICANT CHANGES IN THE CURRENT PERIOD

The Company's financial position and performance were particularly affected by the following two factors during the six-month period ended June 30, 2021:

- The international price of crude oil presented an upward trend at the end of June, closing its price at USD 73.47 per barrel (USD 39.27 per barrel as of June 30, 2020), this factor does not influence the realization margins. However, if it affects the value of inventories, this factor determined a higher inventory value of USD 115,826 thousand, being the main factor for the favorable result at the end of this period. This situation occurs due to the recovery of the demand for fuels in the world and in the country, due to the economic reactivation measures to face the pandemic caused by the COVID-19 virus, which causes the rise in prices. For companies in the hydrocarbons sector, this emergency stage has experienced a slight improvement due to the greater transit of the population, greater demand and the consequent recovery in prices.
- Deferred income tax expense generated by the fluctuation of the exchange rate that affects non-monetary headings (mainly fixed assets) due to the fact that the Company pays income tax in a different currency (Peruvian Soles) from that of its functional currency (USD). As of June 2021, the US dollar appreciated significantly against the Sun (3,866 as of June and 3,624 as of Dec 2020), generating a deferred income tax expense of USD 87,166 thousand.



8 CASH AND CASH EQUIVALENT

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, this heading comprises:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Current accounts (a)	160,095	83,744
Liquidity funds (b)	1,050	1,050
Fixed funds	23	24
	<u>161,168</u>	<u>84,818</u>

(a) The Company maintains cash deposited in financial institutions in the form of current accounts in national currency and in foreign currency. The funds in these accounts are freely available and accrue preferential interest rates between 0.12% and 0.39% (between 0.12% and 0.30% as of December 31, 2020).

(b) As of June 30, 2021, liquidity funds are short-term instruments in foreign institutions, they are characterized by liquidity and a stable share price with a yield of 0.06% (between 0.12% as of December 31, 2020) and are immediately available without a defined expiration date, which will be used in the investment activities of the PMRT in the following months.

9 COMMERCIAL ACCOUNTS RECEIVABLE

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, this heading comprises:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Wholesale distributors	127,101	189,221
Price Stabilization Fund - Ministry of Energy and Mines (Note 1-c)	16,439	-
Oil companies	47,670	37,416
Mining sector	27,684	22,604
Fuel marketers	13,891	11,234
Armed Forces and National Police of Peru	10,470	7,891
External market	8,047	-
Fishing sector	7,255	8,279
Construction sector	3,218	2,424
Electric sector	3,094	2,452
Aviation business	2,353	2,843
Transport sector	1,533	1,309
Industrial sector	468	555
Different clients	1,085	1,625
Other wholesale distributors in doubtful collection	12,378	13,673
	<u>282,683</u>	<u>301,526</u>
Minus: Expected loss of trade receivables	(12,378)	(13,673)
	<u>270,305</u>	<u>287,853</u>

Trade accounts receivable balances correspond to invoices denominated in soles and US dollars, mainly originated from the sale of refined products. Accounts receivable from the Armed Forces and the National Police of Peru have a maturity of 45 days. Accounts receivable from wholesale distributors and other customers have maturities between 7 and 45 days. Accounts receivable, in accordance with the Company's internal policies, are mostly guaranteed with letters of guarantee or with other instruments of the national financial system in accordance with the credit policy approved by the Board of Directors.



Fuel price stabilization fund - Ministry of Energy and Mines -

The total amount receivable from the General Directorate of Hydrocarbons (DGH), as of June 30, 2021 amounts to USD 31,448 thousand, generated by compensation operations and contributions which includes, as of June 30, 2021, the Petition for Protection of the Court recorded in a Claims account for USD 15,009 thousand (USD 16,012 thousand as of December 31, 2020), classified as other long-term accounts receivable (Note 10) and the amount of USD 16,439 thousand in short-term accounts receivable term (USD 255 thousand receivable for Compensation as of December 31, 2020).

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, the movement of the total balance of the Price Stabilization Fund heading is explained as follows:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Initial balance	(255)	9,796
Price compensation	13,660	1,336
Price contribution	(165)	(36,243)
Net (charged) credited to income from ordinary activities (note 17)	13,495	(34,907)
Compensation generated by importation of products	2,878	
Contribution generated by importation of products	-	(9,236)
Collection and payments of compensation and/or contribution	(155)	32,560
Exchange rate difference	477	1,532
Final balance	<u>16,439</u>	<u>(255)</u>

Expected loss of trade receivables -

To measure expected credit losses, the Company has classified its clients according to homogeneous risk characteristics that represent the payment capacity of each client segment for the amounts owed. This classification has been made on the basis of segments that represent specific risks: wholesale sector, industrial sector, commercial sector and Armed Forces.

The Company considers it appropriate to exclude accounts receivable from wholesalers and commercial companies due to their high liquidity and the fact that there has been no historical loss incurred.

Expected loss rates are based on payment profiles for sales in a 12-month period prior to June 30, 2021, and December 31, 2020, and historical credit losses are adjusted to reflect current and prospective information from Macroeconomic factors that affect clients' ability to settle trade accounts receivable. The Company has identified the growth rate of the hydrocarbon GDP and the variation of the minimum real vital remuneration as the most relevant factors and, consequently, it adjusts the historical loss rates based on the expected changes in these factors.

On that basis, the provision for losses as of June 30, 2021, and December 31, 2020, was determined as follows:



	2021		Expected loss USD 000	2020		Expected loss USD 000
	Expected loss rate %	Gross carrying amount USD 000		Expected loss rate %	Gross carrying amount USD 000	
In force	0.00	216,932	3	0.02	272,297	47
1 to 30 days	0.03	9,326	3	0.42	13,436	56
31 to 60 days	0.04	231	-	0.54	1,682	9
61 to 90 days	0.05	746	-	0.66	24	-
91 to 120 days	0.04	231	-	0.85	3	-
121 to 150 days	0.18	26,376	48	3.16	1	-
151 to 180 days	0.71	5	-	9.74	49	5
181 to 210 days	0.72	1	-	-	-	-
211 to 240 days	1.29	62	-	-	-	-
241 to 270 days	1.85	70	1	-	-	-
271 to 300 days	2.76	3	-	-	-	-
301 to 330 days	100.00	1	-	41.14	175	72
331 to 360 days	100.00	7	69	79.28	22	17
More than 360 days	100.00	12,253	12,253	97.33	13,836	13,467
Total (*)		<u>266,244</u>	<u>12,378</u>		<u>301,525</u>	<u>13,673</u>

(*) Does not include the Price Stabilization Fund.

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, the movement of the estimate of the expected loss of trade accounts receivable was as follows:

	2021 USD 000	2020 USD 000
Initial balance	13,673	6,270
Expected loss (Note 18)	-	7,815
Exchange rate	(1,295)	(412)
Final balance	<u>12,378</u>	<u>12,378</u>

In Management's opinion, the estimate for doubtful accounts recognized in the financial statements and the guarantees requested are sufficient to cover any eventual risk in the recovery of trade accounts receivable as of the date of the statement of financial position.

Past due but not impaired trade accounts receivable are related to independent clients with whom letters of guarantee are maintained and/or whose debt has been reconciled and is expected to be collected in the short term.

10 OTHER ACCOUNTS RECEIVABLE

As of June 30, 2021 and December 31, 2020, this heading comprises:

	As of December 31	
	2021 USD 000	2020 USD 000
Current		
Tax Credit - General Sales Tax and Income Tax and Selective Consumption Tax (a)	192,661	121,007
Advances granted to suppliers	24,229	20,277
Derivative financial instrument assets	7,666	2,195
Investment in partnership with GeoPark	3,528	3,779
Staff loans	3,345	3,669
Loans	2,214	2,270
Various	1,339	4,085
Doubtful collection accounts	<u>33,317</u>	<u>34,521</u>
	268,299	191,803



Expected loss on other accounts receivable (f)	33,317)	34,521)
Current part	234,982	157,282
Not current		
Tax credit - General Sales Tax, long term (b)	423,890	394,738
Claims for the Price Stabilization Fund - Ministry of Energy and Mines (Note 1 (c)) - (c)	15,009	16,012
Claims to the Tax Administration Superintendency (d)	7,552	8,057
Other tributes, long term	6,730	6,881
Non-current part	453,181	425,688
Other financial assets at amortized cost		
Fixed-term deposits (f)	300,480	35

(a) Tax credit - General Sales Tax and income tax, short term -

As of June 30, 2021, it corresponds to the General Sales Tax of operations for USD 24,673 thousand (equivalent to S/ 95,387 thousand), General Sales Tax of the PMRT for an amount of USD 48,650 thousand (equivalent to S/ 188,082 thousand); tax credit for selective consumption tax for USD 77,006 (equivalent to S/ 297,704 thousand) and tax credit for payments on account of income tax for USD 42,332 (equivalent to S/ 163,655 thousand), which will be recovered in the short term through operations and via the anticipated recovery of VAT.

As of December 31, 2020, it corresponds mainly to the General Sales Tax of operations for USD 18,120 thousand (equivalent to S/ 65,669 thousand), General Sales Tax of the PMRT for an amount of USD 31,620 thousand (equivalent to S/ 114,593 Thousands); tax credit for selective consumption tax for USD 36,202 (equivalent to S/ 131,196 thousand) and tax credit for payments on account of income tax for USD 39,507 (equivalent to S/ 143,174 thousand), which will be recovered in the short term through operations and via the anticipated recovery of IGV.

As of June 2021, SUNAT made refunds of the IGV tax credit for S/ 35,722 thousand (equivalent to USD 9,597 thousand) requested by the Company by returning the Balance in favor of the Benefit, and they were effectively collected.

During 2020, SUNAT made refunds of the IGV tax credit for USD 101,558 thousand (equivalent to S/ 355,566 thousand), the same that were requested by the Company through the early recovery regime and return of the balance in favor of the benefit of the exporter.

(b) Tax credit - General Sales Tax, long term -

As of June 30, 2021, it corresponds to the balance in favor of the IGV paid for the acquisition of goods and services mainly related to the Talara Refinery Modernization Project, amounting to USD 289,818 thousand (equivalent to S/ 1,120,437 thousand) and the IGV for operations amounts to USD 134,072 thousand (equivalent to S/ 518,323 thousand).

As of December 31, 2020, it corresponds to the balance in favor of the IGV paid for the acquisition of goods and services related mainly to the Talara Refinery Modernization Project amounting to USD 105,054 thousand (equivalent to S/ 380,717 thousand) and the IGV for operations amounting to USD 289,684 thousand (equivalent to S/ 1,049,811 thousand). As of December 31, 2019, it corresponds to the balance in favor of the IGV paid for the acquisition of goods and services mainly related to the Talara Refinery Modernization Project amounting to USD 173,211 thousand (equivalent to S/ 574,540 thousand) and the IGV for operations amounting to USD 113,972 thousand (equivalent to S/ 378,046 thousand).



This balance in favor of the tax credit does not have an expiration period. The Company expects to recover this tax credit through the IGV early recovery regime in the long term.

(c) Claim from the Price Stabilization Fund to the Ministry of Energy and Mines -

In April 2010, the DGH issued Directorial Resolution 075-2010-EM/DG where it ordered fuel producers and importers to rectify their weekly affidavits filed since August 2008 and apply, retroactively, the reference values established in said Resolution. Given this, the Company, based on the opinion of Management and its lawyers, filed a Petition for Protection of the Court before the Second Constitutional Court of Lima, considering this resolution unconstitutional. Said action was signed with File No. 21022-2010-0-1801-JR-CI-02.

On November 28, 2018, the Judgment contained in Resolution No. 16 was issued by which the Second Specialized Constitutional Court of Lima decides to declare the claim inadmissible. With Resolution No. 17, the Appeal of said Judgment was granted to the second instance.

On December 17, 2019, by means of a Judgment contained in Resolution No. 5, the Third Civil Chamber declared Resolution No. 16 null and void, which declared the claim inadmissible and ordered that the Judge of first instance issue a new resolution in accordance with the above. As of March 31, 2021, it is pending that the Second Constitutional Court of Lima issues a sentence.

In Management's opinion and based on the reports of its external legal advisors, once the judicial process has been concluded in all its instances, the result will be favorable to the Company, and will allow the recovery of the total registered balance that amounts to USD 15,009 thousand as of June 30, 2021 (USD 16,012 thousand as of December 31, 2020).

d) Claims to the National Superintendency of Customs and Tax Administration (SUNAT) -

As of December 31, this heading comprises:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
	<u>USD 000</u>	<u>USD 000</u>
File No. 17806-2012 (i)	7,552	8,057

(i) In November 2012, the Company paid the amount of USD 8,651 thousand (equivalent to S/ 29,197 thousand), in response to different determination resolutions and fines issued for alleged omissions of payment of ISC and IGV corresponding to 2007. As of June 30, 2021, the process remains pending resolution by Court 4 of the Tax Court, signed with File No. 17806-2012. The expectation of the Company and the consulting attorneys to recover the claim is high, based on the resolution of other similar claims that were favorable. This amount is equivalent to USD 7,552 thousand at the closing exchange rate.

e) Expected loss of other accounts receivable -

The expected loss is mainly related to claims made to the municipalities for property taxes and excise duties, of which the probability of recovery is low. In this sense, the Company applies the general model of IFRS 9 to measure the expected credit losses of claims.



The Company considers the probability of default after the initial recognition of claims and whether there has been a significant increase in credit risk continuously throughout each period. To assess whether there is a significant increase in credit risk, the Company compares the risk of a default on the asset on the date of presentation of the financial statements with the risk of default on the date of its initial recognition. The current and reasonable information that is available is considered. In particular, the internal credit rating is incorporated as an indicator.

Regardless of the above analysis, a significant increase in credit risk is presumed if a debtor is more than 30 days past due in making the claim payment. Regarding the other headings of the other accounts receivable, the Company considers that the credit risk of the counterparties is low, therefore it has not recorded an expected loss for these accounts as it is not significant.

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, the movement of the provision for the expected loss is as follows:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Initial balance	34,521	35,954
Additions	-	-
Exchange rate	(1,204)	(1,433)
Final balance	<u>33,317</u>	<u>34,521</u>

f) As of June 30, 2021, and December 31, 2020 corresponds to fixed-term deposits with a maturity of 90 days in foreign banks, whose resources come from the issuance of securities. However, the Company expects to renew the term of said deposits for a period greater than 90 days.

11 INVENTORIES

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, this heading comprises:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Raw oil	187,365	110,698
Refined products:		
In process	74,780	55,802
Finished	98,283	99,418
Refined products purchased	116,300	94,984
Inventories in transit	43,631	30,890
Supplies	34,882	30,239
	<u>555,241</u>	<u>422,031</u>
Minus - Estimate for devaluation of supplies	(4,334)	(4,419)
	<u>550,907</u>	<u>417,612</u>

As of June 30, 2021, the cost of inventories recognized as an expense and included in cost of sales amounted to USD 1,451,248 thousand (USD 1,326,381 thousand as of June 30, 2020) which is equivalent to cost of sales less operating production expenses (Note 18).

As of June 30, 2021, the price of crude oil had an upward trend, closing its price at USD 73.47 per barrel (USD 39.27 per barrel as of June 30, 2020). The average price during the month of June 2021 was USD 71.38 per barrel (USD 38.30 per barrel as of June 30, 2020).

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, the movement of the provision for impairment of supplies is explained as follows:



	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Initial balance	(4,419)	(1,002)
Devaluation of supplies	-	(4,394)
Recovery	85	456
Exchange rate	-	521
Final balance	<u>(4,334)</u>	<u>(4,419)</u>

This provision has been recognized as a result of analyzing the net realizable value of the inventories, taking into account the expectation of net flow that will be obtained from their sale or consumption, also taking into account their physical condition. As of June 30, 2021, and December 31, 2020, the Company considers that the provisioned amount reflects the risk of impairment of all its inventories due to both physical obsolescence and net realizable value.



12 PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

	Land USD 000	Buildings and other constructions USD 000	Machinery and equipment USD 000	Transport unit USD 000	Furniture and fixtures USD 000	Miscellaneous and computer equipment USD 000	Equipment out of use USD 000	Units to receive USD 000	Work in progress USD 000	Additional investments USD 000	Total USD 000
As of January 1, 2020											
Cost	204,162	201,203	872,463	37,725	6,046	62,973	6,387	-	4,237,035	34,101	5,662,095
Accumulated depreciation	-	(99,116)	(409,330)	(16,160)	(4,227)	(32,003)	(6,387)	-	-	-	(566,899)
Accumulated impairment	-	-	(309)	-	-	-	-	-	-	-	(633)
As of December 31, 2019	204,162	102,087	462,824	21,565	1,819	30,970	-	-	4,237,035	34,101	5,094,563
Year 2020											
Beginning balance of net book cost	204,162	102,087	462,824	21,565	1,819	30,970	-	-	4,237,035	34,101	5,094,563
Additions	-	538	2,918	77	-	-	-	-	846,476	6,565	856,574
Transfers	-	5,118	16,567	5,765	284	1,397	-	-	(29,131)	-	-
Retreats	-	-	(19)	-	(17)	-	(3,268)	-	-	-	(3,304)
Reclassification to end-of-life equipment	-	-	(961)	(50)	(39)	(1,378)	2,428	-	-	-	-
Reclassifications	-	-	-	-	2)	-	-	-	-	-	2)
Cost adjustments	-	(530)	(9)	-	-	-	-	-	-	-	(539)
Depreciation for the year	-	(5,486)	(34,982)	(2,630)	(538)	(3,489)	-	-	-	-	(47,125)
Depreciation of retirements	-	-	19)	-	17)	-	3,268)	-	-	-	3,304)
Obsolete assets retired	-	-	-	-	-	-	(138)	-	-	-	(138)
Depreciation transfers	-	-	836)	39)	39)	1,376)	(2,290)	-	-	-	-
Asset impairment	-	-	-	-	-	-	-	(71,446)	-	-	(71,446)
Depreciation adjustments	-	-	9)	-	-	-	-	-	-	-	9)
As of December 31, 2020	204,162	101,727	447,202	24,766	1,568	28,876	-	-	4,982,934	40,666	5,831,901
Cost	204,162	206,329	890,959	43,517	6,276	62,992	5,547	-	5,054,380	40,666	6,514,828
Accumulated depreciation	-	(104,602)	(443,448)	(18,751)	(4,708)	(34,116)	(5,547)	-	-	-	(610,848)
Accumulated impairment	-	-	(309)	-	-	-	-	(71,446)	-	-	(72,079)
As of December 31, 2020	204,162	101,727	447,202	24,766	1,568	28,876	-	-	4,982,934	40,666	5,831,901
Year 2021											
Beginning balance of net book cost	204,162	101,727	447,202	24,766	1,568	28,876	-	-	4,982,934	40,666	5,831,901
Additions	-	86	24,986	-	-	1,256	-	-	419,683	(15,326)	430,685
Capitalizations	-	172	8,227	-	31	66	-	-	(8,496)	-	-
Retreats	-	-	(1)	-	-	(37)	(380)	-	-	-	(418)
Transfers	-	-	(72)	-	-	(49)	121	-	-	-	-
Settings	-	-	-	-	-	(2)	-	-	2	-	-
Depreciation of the period	-	(2,707)	(19,947)	(1,439)	(235)	(1,684)	-	-	-	26,012)	-
Depreciation of retirements	-	-	1	-	-	37	380	-	-	-	418
Depreciation transfers	-	-	68	-	-	49	(117)	-	-	-	-
Expenses for discontinued operations of fixed assets	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	(4)
Settings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
As of June 30, 2021	204,162	99,278	460,464	23,327	1,364	28,512	-	-	5,394,123	25,340	6,236,570
Cost	204,162	206,587	924,099	43,517	6,307	64,226	5,288	-	5,465,569	25,340	6,945,095
Accumulated depreciation	-	(107,309)	(463,326)	(20,190)	(4,943)	(35,714)	(5,288)	-	-	-	(636,770)
Accumulated impairment	-	-	(309)	-	-	-	-	(71,446)	-	-	(71,755)
As of June 30, 2021	204,162	99,278	460,464	23,327	1,364	28,512	-	-	5,394,123	25,340	6,236,570



Talara Refinery Modernization Project - PMRT

The status of the project as of June 30, 2021, is detailed below:

a) Comprehensive Physical Progress of the PMRT

The comprehensive progress of the PMRT is 95.27% Real vs. 97.60% Scheduled.

Since March 16, 2020, Petroperú temporarily suspended the PMRT construction activities, maintaining only the execution of tasks related to the industrial safety of the facilities and equipment, and since June 15, 2020, the work in the PMRT has been progressively restarted, complying with the protocols approved and established in the Plan for the Surveillance, Prevention and Control of COVID-19 of the PMRT.

As of June 30, 2021, the change proposals regarding the impacts on time and cost during 2020 originated by the National State of Emergency due to COVID-19 have been approved.

As of June 30, 2021, the Master Schedule level 3 revision 9 presented by Técnicas Reunidas has been approved. For Auxiliary Units, there is an estimate by CPT, which is subject to modification when the EPC Cobra-SCL Contractor presents its updated Master Schedule. It should be noted that a schedule review process is being carried out, having received a revision 10 proposal from Técnicas Reunidas.

The composition of the Cost (Economic Progress) of the Project, compared to the disbursements incurred as of June 30, 2021, is detailed below:

	June 30, 2021		Total budget	
	Disbursement	Percentage of completion	Planned	Total percentage
	USD 000	%	USD 000	%
Técnicas Reunidas (TR) -				
Process units	2,850,468	91.42	3,118,138	54.53
Cobra SCL Consortium -				
Auxiliary units	749,545	88.48	847,124	14.81
Additional works	269,542	74.21	363,215	6.35
Others -				
Supervision	300,982	85.99	350,009	6.12
Management	186,585	75.31	247,766	4.33
Contingencies	-	-	73,570	1.29
Interest on financing	628,730	87.50	718,525	12.57
	<u>4,985,852</u>		<u>5,718,347</u>	<u>100.00</u>

b) Advance EPC Auxiliary Units and Complementary Works - Agreement with Cobra SCL UA&TC Consortium

The Comprehensive Advance in the EPC Agreement with the Cobra SCL UA&TC Consortium is 88.05% Real VS. 94.05% Scheduled.

Cobra SCL UA&TC has registered progress in the Engineering, Procurement and Construction (EPC) activities, according to detail:

- Engineering Progress: 98.33% Real vs. 99.83% Scheduled.
- Procurement Progress: 94.36% Real vs 96.80% Scheduled.
- Construction Progress: 84.84% Real vs. 97.35% Scheduled.



As of June 30, 2021, the accumulated executed amount is USD 1,019.09 million.

c) Progress EPC Process Units - Agreement with Técnicas Reunidas (TR)

The Comprehensive Advance in the EPC Agreement with TR is 97.43% Real vs. 98.27% Scheduled.

TR has registered progress in the construction activity (C), according to detail:

- Engineering Progress: 100%
- Procurement Progress: 99.97% Real vs. 99.98% Scheduled.
- Construction Progress: 97.54% Real vs. 98.83% Scheduled.

As of June 30, 2021, the accumulated executed amount is USD 2,850.47.

d) Management

Financial structure of the PMRT

The financial structure of the PMRT is as follows:

- Capital Contribution: USD 325 million.
- Own Resources: USD 809 million.
- Issuance of Security I (15 and 30 years): USD 2,000 million.
- Financing guaranteed by the Credit Insurance Company to the
- Export (CESCE): USD 1,300 million.
- FIEM Loans: USD 148 MM (in the structuring process).
- Issuance of Security II: USD 1,000 million.

e) Social Responsibility and Community Relations.

The total workforce as of June 29, 2021 was 6,867 jobs; unskilled local labor had a 96% share (out of a total of 973 unskilled), exceeding the minimum established in the EIA (70%). Meanwhile, local skilled labor had a participation of 48.9% (out of a total of 5,894 Skilled).

13 OTHER FINANCIAL LIABILITIES

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, this heading comprises:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Current liabilities		
Unsecured bank loans	548,006	1,186,759
Accrued interest	5,363	9,889
	<u>553,369</u>	<u>1,196,648</u>
Non-current liabilities		
Corporate securities (i)	3,129,112	1,986,594
CESCE loan (ii)	1,235,876	1,231,156
	<u>4,364,988</u>	<u>3,217,750</u>

i) On June 12, 2017, the Company issued securities in the international market for USD 2,000,000 thousand under rule 144A and Regulation S, which are exceptions (“Safe-harbors”) to the American regulatory framework (US Securities Act - 1933 and US Securities Exchange Act -1934) that allow foreign issuers to offer, place and/or resell securities, without having to register them with the securities commission of securities registrants in the New York Stock Exchange (SEC). The funds received have been earmarked for the Talara Refinery Modernization Project.

Here is a detail of the securities issued:



- 2032 Notes, principal amount for USD 1,000,000 thousand with payment of semi-annual coupons at a fixed rate of 4.750% per year, for a term of 15 years. The coupons are paid from December 2017 and the payment of the principal will take place on the maturity date of the securities. Transaction costs amounted to USD 6,023 thousand, which are net of liabilities.
- 2047 Notes, principal amount for USD 2,000,000 thousand (USD 1,000,000 thousand received in the first issuance of June 2017 and an additional USD 1,000,000 thousand resulting from the reopening of securities in February 2021), at a fixed rate of 5,625% per year, for a term of 30 years. The coupons are paid every six months, starting in December 2017, and the payment of the principal will take place on the maturity date of the securities. Transaction costs amounted to USD 9,101 thousand and financial income due to the effect of the par value of the securities at the time of reopening for USD 145,180 thousand (USD 144,236 thousand amortized value as of June 2021).

The agreement for the securities issued does not contemplate the obligation to comply with financial covenants; however, it requires financial information to be provided to securityholders.

The securities issued do not have specific contractual guarantees; however, Law No. 30130 approves the granting of guarantees from the National Government for up to USD 1,000 million (Note 1-a).

ii) On January 31, 2018, the loan agreement for the *Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación* (Spanish Export Credit Insurance Company) (CESCE) was signed with the administrative agent Deutsche Bank SAE for USD 1,300,000 thousand. As of June 30, 2020, the following were received:

- USD 1,236,717 thousand disbursed in 2018, destined to reimburse the different sources of financing used for the payment of PMRT invoices, corresponding to the EPC with Técnicas Reunidas until November 2018.
- USD 40,111 thousand disbursed in 2020, destined to reimburse the different sources of financing used for the payment of PMRT invoices, corresponding to the EPC with Técnicas Reunidas until February 2020.
- USD 14,088 thousand disbursed in 2020, destined to reimburse the different sources of financing used for the payment of PMRT invoices, corresponding to the EPC with Técnicas Reunidas until November 2020.

The transaction costs are made up of the disbursement commission of USD 61,880 thousand (USD 55,040 thousand amortized value as of June 2021) and other structuring costs of USD 16,000 thousand. Interest is paid semi-annually starting in May 2019, expiring in 2031, based on a fixed interest rate of 3.285%.

The amount pending disbursement as of December 31, 2020, amounts to USD 9,084 thousand and will be received in the second half of 2021.

The CESCE loan does not have specific contractual guarantees from the Company or the Peruvian state, however, it is 99% guaranteed by the Spanish Government through the CESCE.

As part of the signed agreement, the Company is obliged to comply with financial covenants, said commitments are measured quarterly, being the following:

- Debt ratio
- Debt service coverage
- Direct financing for investment in the PMRT

As of June 30, 2021, the Company fulfilled the commitments established in the financing agreement.

a) Debt repayment terms and schedule -

The terms and conditions of the outstanding loans are as follows:



	Original currency	Nominal interest rate	Expiration	As of June 30, 2021		As of December 31, 2020	
				Nominal value	Carrying amount	Nominal value	Carrying amount
				USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Unsecured bank loans	Peruvian Soles	0.74% - 1.75%	2020	-	-	80,022	80,022
Unsecured bank loans	US Dollars	0.24% - 1.95%	2020	-	-	1,106,737	1,106,737
Unsecured bank loans	US Dollars	0.15% - 3.95%	2021	548,006	548,006	-	-
CESCE loans	US Dollars	3.29%	2031	1,290,916	1,235,876	1,290,916	1,231,156
Corporate Securities	US Dollars	4.75%	2032	1,000,000	993,977	1,000,000	993,772
Corporate Securities	US Dollars	5.63%	2047	2,000,000	2,135,135	1,000,000	992,822
Accrued interest				-	5,363	-	9,889
				<u>4,838,922</u>	<u>4,918,357</u>	<u>4,477,675</u>	<u>4,414,398</u>

The carrying amount corresponds to the amortized cost of the financial obligations discounting at the effective rate.

b) Movement of financial obligations -

The movement of debt due to financial obligations has been as follows:

	Unsecured bank loans	Corporate securities	CESCE loan	Total
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Balance as of January 1, 2021	1,189,246	1,990,584	1,234,568	4,414,398
New loans	1,005,005	1,000,000		2,005,005
Principal payments	(1,643,759)	-	-	(1,643,759)
Amortized cost / premium issue		142,454	4,784	147,238
Accrued interest	2,047	81,407	21,321	104,775
Paid interest	(3,979)	(80,000)	(25,321)	(109,300)
Balance as of June 30, 2021	<u>548,56</u>	<u>3,134,445</u>	<u>1,235,352</u>	<u>4,918,357</u>

14 COMMERCIAL ACCOUNTS PAYABLE

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, this heading comprises:

	2021 USD 000	2020 USD 000
Foreign suppliers of crude oil and refined products	828,057	615,447
National suppliers of crude oil and refined products	141,546	60,882
Goods and service suppliers	137,075	105,882
Shipping companies and operators of terminals and sales plants	28,251	25,357
	<u>1,134,929</u>	<u>807,568</u>



The main foreign suppliers are BP Products North America INC, which is owed USD 139,317 thousand (equivalent to S/ 538,600 thousand), USD 49,601 thousand (equivalent to S/ 191,757 thousand) as of December 31, 2020; Valero Marketing and Supply Company owed USD 99,412 thousand (equivalent to S/ 384,327 thousand), USD 132,592 thousand (equivalent to S/ 477,605 thousand) as of December 31, 2020 and Trafigura Ltd owed USD 44,186 thousand (equivalent to S/ 170,823 thousand), USD 104,179 thousand (equivalent to S/ 345,562 thousand) as of December 31, 2020.

As of June 30, 2021, the main national supplier of crude oil is Petrotal Perú S.R.L. whose balance amounts to USD 71,415 thousand equivalent to S/ 268,012 thousand (USD 14,310 thousand equivalent to S/ 51,199 as of December 31, 2020).

As of June 30, 2021, the main service providers are Cobra SCL UA&TC Consortium whose balance amounts to USD 70,703 thousand equivalent to S/ 280,985 thousand (USD 20,955 thousand equivalent to S/ 75,880 thousand as of December 31, 2020), Técnicas Reunidas de Talara Sociedad whose balance amounts to USD 8,917 thousand equivalent to S/ 35,107 thousand (USD 13,064 thousand equivalent to S/ 47,073 thousand as of December 31, 2020) and Corporación Petrolera S.A.C. whose balance amounts to USD 5,120 thousand equivalent to S/ 19,764 thousand (USD 2,808 thousand equivalent to S/ 10,167 thousand as of December 31, 2020).

This account reflects the Company's obligations related to the acquisition of crude oil and refined products, transportation services for plant operations and the acquisition of supplies and spare parts. Invoices are issued in US dollars, are current due, do not bear interest and the Company has not provided specific guarantees.

15 OTHER PROVISIONS

As of June 30, 2021, and December 31, 2020, this heading comprises:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Current		
Provision for environmental improvements (a)	14,822	18,709
Provisions for civil claims (b)	1,080	103
Provisions for labor claims	2,190	2,073
Well plugging provision	499	532
Provision for retirement pensions	14	20
Provision of job separation	2,458	2,622
Other provisions	136	145
	<u>21,199</u>	<u>24,204</u>
Not current		
Provision of improvements for the environment (a)	12,481	12,518
Provision of job separation	1,762	1,880
Provision for retirement pensions	35	36
	<u>14,278</u>	<u>14,434</u>
	<u>35,477</u>	<u>38,638</u>

The movement of the other provisions is as follows:



	Provision for environmental improvements	Provision for civil claims	Provision for labor claims	Provision for well plugging	Provision for retirement pensions	Provision of job separation	Other provisions	Total
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000		USD 000	USD 000
Balances as of December 31, 2020	31,227	103	2,073	532	56	4,502	145	38,638
Provisions for the year (Note 21)	-	998	511	-	-	-	-	1,509
Payments	(3,298)	-	(277)	-	(4)	-	-	(3,579)
Reversal of unused provisions	-	-	-	-	-	-	-	-
Exchange rate difference	(626)	(21)	(117)	(33)	(3)	(282)	(9)	(1,091)
Balance as of June 30, 2021	27,303	1,080	2,190	499	49	4,220	136	35,477

a) Provision for restoration of the environment and plugging of wells -

During the first semester 2021, there was one (01) significant spill in the ONP and during 2020 the Company registered three (03) significant spills, which are under investigation jointly with OSINERGMIN.

As part of the application of its contingency plan, the Company hired specialized companies to carry out the spill containment and environmental remediation work in the affected areas.

The movement of the provision for environmental improvements is detailed below:

	Balances as of January 1	Payments	Provision and update	Balances as of March 31
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Year 2021				
Block 8	2,126	-	-	2,126
Block X	4,022	(58)	-	3,964
Pampilla	(97)	(59)	-	(156)
Lubricants	118	-	-	118
North Terminals	341	-	-	341
South Terminals	104	-	-	104
Center Terminals	1,639	-	-	1,639
Natural Gas Electric System	20	-	-	20
Total Privatized Units	8,273	(117)	-	8,136
Talara Operations	4,879	(772)	-	4,107
Conchán Operations	911	-	-	911
Pipeline Operations	13,776	(2,409)	-	11,367
Iquitos Refinery Operations	1,400	-	-	1,400
Commercial operations	603	-	-	603
Exploration and Exploitation Management	959	-	-	959
Total Own Units	22,528	(3,181)	-	19,347
Total	30,801	(3,298)	-	27,503
Exchange rate difference	426	-	-	(200)
	31,227			27,303

b) Provision for civil claims -

As of June 30, 2021, the Company has estimated a provision for USD 1,080 thousand (equivalent to S/ 4,174 thousand), of which it is made up of: USD 983 thousand (equivalent to S/ 3,800 thousand) from Covise S.A., USD 50 thousand (equivalent to S/ 195 thousand) from an administrative process with the Supervisory Agency of Investment in Energy and Mining - OSINERGMIN, AFP's USD 26 thousand (equivalent to S/ 98 thousand), Comercial Import Ferretera del Amazonas SAC for USD 21 thousands (equivalent to S/ 80 thousands).

16 NET WORTH

a) Share capital -



As of June 30, 2021, the authorized, subscribed and paid capital is represented by 5,368,412,525 common shares (5,368,412,525 as of December 31, 2020), whose nominal value is one sol each. As of June 30, 2021, the composition of the shareholders that participate in the issued capital of the Company comprises:

Class	Number of actions	Percentage %
A	4,294,730,020	80
B	1,073,682,505	20
	<u>5,368,412,525</u>	<u>100</u>

Class "A" shares have the right to vote, but they are indivisible, non-transferable and unattachable shares and may not be subject to a security interest, usufruct or any affectation.

Class "B" shares have voting rights and may be transferred through centralized negotiation mechanisms of the Stock Market.

b) Additional capital -

At the General Shareholders' Meeting held on July 31, 2020, the capital increase of USD 153,857 thousand (equivalent to S/ 517,517 thousand) was approved as a result of the capitalization of distributable profits for the year 2019.

c) Legal reserve -

In accordance with Article 229 of the General Law of Companies, a legal reserve must be established with the transfer of no less than 10% of the annual net profit until reaching 20% of the paid-in capital. In the absence of undistributed profits or freely available reserves, the legal reserve may be applied to offset losses, and must be replaced with profits from subsequent years.

In reference to the regulation, the legal reserve registered as of June 30, 2021, amounts to USD 69,210 thousand (equivalent to S/ 232,222 thousand).

17 INCOME FROM ORDINARY ACTIVITIES

This heading includes:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
National sales	420,507	1,080,829	1,311,640	2,033,229
National sales	853,938	420,507	1,708,037	1,311,640
Price Stabilization Fund (*) (Note 9)	13,483	(13,377)	13,495	(31,773)
Income related to ordinary activities	601	605	1,467	1,302
	<u>868,022</u>	<u>407,735</u>	<u>1,722,999</u>	<u>1,281,169</u>
Foreign sales	54,369	28,463	85,722	139,505
	<u>922,391</u>	<u>436,198</u>	<u>1,808,721</u>	<u>1,420,674</u>

(*) The Price Stabilization Fund is applied to some products such as LPG-E, Diesel B5, Diesel B5 S-50 and industrial oil 6.

As of June 30, 2021, and 2020, sales break down as follows:



	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
National sales:				
Diesel various	427,984	217,668	858,642	724,107
Gasoline	237,069	102,868	457,381	351,559
Crude ONO	114,56	144,608	254,124	80,482
Industrial Petroleum	26,681	21,200	40,875	46,058
LPG	35,653	14,943	66,919	42,566
Turbo A1	6,961	4,061	11,707	16,938
Asphalt	13,558	664	22,738	10,604
Solvents	2,537	1,105	5,582	4,645
Primary gasoline and others	3,018	618	5,031	4,210
Total national sales	<u>868,022</u>	<u>407,735</u>	<u>1,722,999</u>	<u>1,281,169</u>
Industrial Petroleum	1,734	481	2,507	12,679
Crude ONO	-	18,609	-	78,465
Diesel various	18,374	759	33,551	18,892
Turbo	6,196	1,611	11,965	17,957
Gasoline	3,491	-	12,493	4,093
Asphalt	797	190	1,428	606
Cracked Naphtha ADQ. (Exp)	1,325	-	1,325	-
Primary residual / crude	-	6,813	-	6,813
Crude Gran Tierra Block 95	22,452	-	22,453	-
Total sales abroad	<u>54,369</u>	<u>28,463</u>	<u>85,722</u>	<u>139,505</u>
Total	<u>922,391</u>	<u>436,198</u>	<u>1,808,721</u>	<u>1,420,674</u>

18 COSTS OF SALES

This heading includes:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Initial inventory of stock	466,443	456,561	360,902	360,902
Purchases of crude oil, refined products and supplies	780,086	315,198	1,567,075	1,567,075
Production operating expenses (a)	59,042	54,224	117,708	117,708
Ending inventory of stock	(476,728)	(413,562)	(476,728)	(413,562)
	<u>828,843</u>	<u>412,421</u>	<u>1,568,957</u>	<u>1,449,359</u>

(a) The composition of production operating expenses is as follows:



	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Third-party services (*)	34,894	30,039	68,261	70,013
Depreciation (Note 13)	9,117	9,010	18,012	17,982
Personnel charges (Note 22)	8,262	9,590	17,012	22,486
Insurance	3,054	4,970	6,532	8,667
Depreciation for right of use	3,581	452	6,185	3,163
Other production materials and supplies	(208)	112	261	210
Different management charges	1	1	15	22
Amortization	-	-	1	-
Employee participation (Note 22)	-	-	-	-
Others	341	50	1,430	435
	<u>59,043</u>	<u>54,224</u>	<u>117,708</u>	<u>122,978</u>

(*) It includes the following:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Freight and ground transportation expenses	15,633	11,392	30,017	23,529
Product storage	3,593	4,352	7,191	8,212
Maintenance and repair services	3,603	3,720	7,120	10,226
Other freight	3,502	2,758	6,038	7,204
Dispatch of products	2,158	1,697	5,050	5,474
Energy and water	1,132	1,328	2,494	3,290
Storage and dispatch (PNP)	1,049	1,298	2,074	2,136
Industrial security and protection	1,045	575	1,930	1,673
Food and accommodation	1,043	721	1,865	1,665
Advertising	534	207	1,313	778
Freight and maritime transport expenses	-	602	-)	2,170
Different third-party services	1,602	1,389	3,169	3,656
	<u>34,894</u>	<u>30,039</u>	<u>68,261</u>	<u>70,013</u>

19 SALES AND DISTRIBUTION EXPENSES

This heading includes:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Personnel charges (Note 22)	4,699	4,935	,447	11,873
Tributes	3,420	1,946	7,210	6,495
Third party services (a)	1,776	1,441	3,546	3,429
Depreciation (Note 13)	1,776	1,457	5,965	2,958
Insurance	771	1,268	1,637	2,209
Materials and supplies	652	869	1,611	1,616
Different management charges	28	78	107	90
Depreciation right of use	27	31	56	64
Doubtful collection account	-	-	-	-
Participation of the workers (Note 22)	-	-	-	-
	<u>13,149</u>	<u>12,025</u>	<u>29,579</u>	<u>28,735</u>



(*) It includes the following:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Maintenance and repair services	477	547	905	1,193
Different third-party services	588	383	1,078	988
Industrial security and protection	516	318	1,093	700
Rentals	63	73	217	229
Energy and water	85	66	150	150
Food and accommodation	27	35	60	79
Travel expenses and transfers	13	16	29	71
Freight and other freight expenses	7	3	14	20
	<u>1,776</u>	<u>1,441</u>	<u>3,546</u>	<u>3,429</u>

20 ADMINISTRATION EXPENSES

This heading includes:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Personnel charges (Note 22)	15,362	14,275	29,689	35,545
Third-party services (a)	9,679	6,978	16,742	13,538
Different management charges	449	419	1,517	2,802
Depreciation (Note 13)	992	1,157	2,041	2,335
Tributes	558	826	2,357	2,140
Amortization	594	550	1,146	1,101
Civil and labor contingencies	1,401	-	1,509	1,224
Depreciation for right in use	296	442	487	593
Materials and supplies	142	(294)	447	10
Insurance	126	207	314	403
Employee participation (note 22)	-	-	-	-
	<u>29,599</u>	<u>24,560</u>	<u>56,250</u>	<u>59,691</u>

(a) It includes the following:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Advice, expertise and audits	2,299	721	4,648	1,336
Maintenance and repair services	1,903	1,250	3,035	3,253
IBM outsourcing services	1,763	2,261	2,697	2,702
Industrial security and protection	950	535	1,774	1,430
Temporary services	914	409	1,283	772
Third-Party Services - Miscellaneous	683	958	1,280	1,932
Freight and other freight	482	443	836	986
Banking expenses	402	144	609	374
Medical services	125	93	294	228
Advertising	101	129	197	314
Travel expenses and transfers	57	35	89	211
	<u>9,679</u>	<u>6,978</u>	<u>16,742</u>	<u>13,538</u>



21 STAFF COSTS

This heading includes:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Wages and salaries	12,188	13,215	24,446	26,82
Bonuses	4,952	6,287	10,346	19,296
Social contributions	4,594	3,216	8,023	8,789
Rewards	2,318	2,364	4,633	5,155
Seniority compensation	1,616	1,806	3,407	4,058
Remote Work Compensation	231	-	231	-
Holidays	1,009	1,116	1,973	2,306
Feeding	684	616	1,386	1,484
Overtime	209	115	464	379
Mobility	70	60	146	312
Others	452	6	1,093	1,299
	<u>28,323</u>	<u>28,801</u>	<u>56,148</u>	<u>69,904</u>

22 OTHER INCOME AND EXPENSES

The other income and other expenses include:

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Other income				
Terminal's consortium	1,690	-	1,690	-
Supplier refund for credit balance on product purchase	-	-	2,096	-
Claims and/or indemnities (insurance / non-compliance)	5,938	466	8,004	1,393
Maritime operations services	915	930	1,841	1,626
Operation service of fuel stations and tanks to mining companies	519	-	1,289	-
Other income	976	251	1,449	481
Fee recovery for use of the loading port in Pucallpa	167	183	398	472
Recovery of labor provisions	12)	-	-	47
OLE claims recovery	-	1,384	-	1,384
	<u>10,193</u>	<u>3,214</u>	<u>16,767</u>	<u>5,403</u>

	For the three-month period ended June 30		For the six-month period ended June 30	
	2021	2020	2021	2020
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Other expenses				
Net cost of disposal of assets held for sale	(4)	(6)	(4)	(30)
Provision for pipeline claims	-	(371)	-	(371)
	<u>(4)</u>	<u>(377)</u>	<u>(4)</u>	<u>(401)</u>



23 INCOME TAX

The income tax expense is recognized in accordance with Management's estimate of the annual income tax rate expected for the full financial year. The estimated annual effective rate used for the years 2021 and 2020 is 57.5% and 61.0% respectively.

24 CONTINGENCIES

As of June 30, 2021 and December 31, 2020, the Company has pending resolution the following labor, civil, tax and customs claims of a contingent nature considered as possible:

	<u>2021</u> USD 000	<u>2020</u> USD 000
Civil proceedings	33,395	24,780
Tax and customs processes	48,257	33,757
Labor processes	14,637	15,615
	<u>96,289</u>	<u>74,152</u>

The movement of contingencies is detailed below:

	<u>Balances as of</u> <u>January 1, 2021</u> USD 000	<u>Additions</u> USD 000	<u>Deductions</u> USD 000	<u>Balances as of</u> <u>June 30, 2021</u> USD 000
Civil proceedings	24,780	11,790	(3,175)	33,395
Tax and customs processes	33,757	15,499	(999)	48,257
Labor processes	15,615	-	(978)	14,637
	<u>74,152</u>	<u>27,289</u>	<u>(5,152)</u>	<u>96,289</u>

25 BASIC AND DILUTED EARNINGS (LOSSES) PER SHARE

The calculation of basic and diluted earnings per share as of June 30, 2021, and 2020, which are expressed by the same value in the absence of shares with dilutive effect, is presented below:

	<u>Profit USD 000</u>	<u>Weighted average</u> <u>shares</u> <u>outstanding (in</u> <u>thousands)</u>	<u>Earnings per</u> <u>share</u>
As of June 30, 2021			
Basic and diluted earnings / (loss) per share	70,869	5,368,412	0.013
As of June 30, 2020			
Basic and diluted earnings / (loss) per share	(196,776)	4,850,895	(0.041)

26 GUARANTEES

Guarantees and bonds -

As of June 30, 2021, the Company maintains bonds issued by local financial institutions in favor of suppliers for USD 26,140 thousand (equivalent to S/ 101,058 thousand) and for USD 39,636 thousand.

The guarantees related to financial obligations are disclosed in Note 14.



27 RELATED PARTIES

The Peruvian Government owns the capital shares of the Company and is represented by each member of the General Shareholders' Meeting. According to the twenty-third article of the PETROPERU S.A. Statute, the General Shareholders' Meeting is made up of five members representing class "A" and "B" shares owned by the Peruvian State: the Ministry of Energy and Mines, which will preside it, and four members representing the Peruvian State designated by Supreme Decree. Transactions between the Company and the Peruvian government and the Ministry of Energy and Mines are related to transactions with shareholders.

28 SUBSEQUENT EVENTS

With Supreme Decree No. 131-2021-PCM dated July 9, 2021, the Peruvian Government extended until August 31, 2021, the State of National Emergency, the aforementioned decree continues to establish restrictions in the field of commercial and cultural activities, and recreational activities, hotels and restaurants. However, the Company continues with its operations, under the protection of Supreme Decree No. 044-2020-PCM that guarantees the supply of food and the provision of health services, as well as the continuity of other industries. In this sense, the Company, by dedicating itself to the refining and commercialization of fuel, is considered as a complementary and related service for the acquisition, production and supply of food and the provision of health services and, therefore, is linked to the productive chain of goods and services that cannot be paralyzed, as they are considered essential.

After June 30, 2021, and the date of approval of the financial statements, no other events have occurred, in addition to the one mentioned in the preceding paragraphs, that require adjusting the headings of the financial statements or be disclosed in their notes.



PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONDENSADOS
AL 30 DE JUNIO DE 2021, 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 30 DE JUNIO DE 2020

CONTENIDO	Página
Estado de situación financiera intermedio condensado	1
Estado de resultados integrales intermedio condensado	2
Estado de cambios en el patrimonio intermedio condensado	3
Estado de flujos de efectivo intermedio condensado	4 - 5
Notas a los estados financieros intermedios condensados	6 - 37

US\$ = Dólar estadounidense
S/ = Sol
EUR = Euro



PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONDENSADOS
AL 30 DE JUNIO DE 2021, 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 30 DE JUNIO DE 2020

1 IDENTIFICACIÓN Y ACTIVIDAD ECONÓMICA

a) Identificación -

Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (en adelante, la Compañía), se constituyó el 24 de julio de 1969 al amparo del Decreto Ley N°17753.

La Compañía es una empresa estatal de derecho privado que desarrolla sus actividades en el sector energía y minas, subsector hidrocarburos. La Compañía está organizada y funciona como una sociedad anónima de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N°043, Ley de la Empresa Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. publicada el 4 de marzo de 1981 y sus modificatorias, que establecen que el Estado Peruano es propietario de todas las acciones representativas del capital social de la Compañía y el artículo 12° del Reglamento de la Ley N°28840 dispone que cada integrante de la Junta General de Accionistas, representará el número de acciones del capital social de la Compañía que resulte de dividir el total de las acciones entre el número de miembros designados en representación del Estado Peruano.

La Compañía se encuentra registrada en la Superintendencia de Mercados de Valores (SMV).

Las oficinas principales de la Compañía se ubican en Av. Enrique Canaval y Moreyra N°150, San Isidro, Lima, Perú.

Por disposición de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. se excluyó expresamente a la Compañía del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE y del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP. Además, mediante la Segunda Disposición Final de la Ley N°28840 se derogó la Resolución Suprema N°290-92-PCM, que incluía a la Compañía en el proceso de promoción de la inversión privada, así como toda disposición que se opusiera a la Ley N°28840.

La Compañía se rige por su Ley Orgánica aprobada por el Decreto Legislativo N°043, su Estatuto Social, la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N°012-2013-EM, el 27 de abril de 2013) y supletoriamente por la Ley General de Sociedades, estando sujeta únicamente a la fiscalización de la Contraloría General de la República (CGR), de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) y del regulador del sector hidrocarburos.

Asimismo, de conformidad con lo señalado en la Tercera Disposición Final del Decreto Legislativo N°1031, que promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado de fecha 23 de junio de 2008, le son aplicables el numeral 9.3 del artículo 9° y el artículo 12° de dicho Decreto Legislativo N°1031. En el primer caso, los estados financieros son auditados anualmente por auditores externos independientes designados por la Junta General de Accionistas y en el segundo caso, por acuerdo de Junta General de Accionistas se determinará el nivel mínimo de inscripción de su capital social en el Registro Público del Mercado de Valores, sujetándose a las disposiciones emitidas por la SMV.

También le aplican las disposiciones de la Ley N°30130 publicada el 18 de diciembre de 2013, que se denominó "Ley que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la modernización de la Refinería de Talara para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y adopta medidas para fortalecer el Gobierno Corporativo de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A." que dispone que la Compañía ejecute el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (en adelante, PMRT), así como de su Reglamento, aprobado por Decreto



Supremo N°008-2014-EM, publicado el 24 de marzo de 2014. De acuerdo con el artículo 5 "Aprobación de otorgamiento de garantías" de la Ley N°30130 se aprueba el otorgamiento de garantías por parte del Gobierno Nacional hasta por un monto de US\$200 millones anuales, hasta por un total acumulado de US\$1,000 millones en respaldo de las obligaciones financieras derivadas de los financiamientos que contrate la Compañía para ejecutar el PMRT, en caso la Compañía no alcance los flujos financieros para asumir dichas obligaciones. Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020 no se ha requerido el uso de dichas garantías.

Adicionalmente, con fecha 30 de diciembre de 2016, se publicó el Decreto Legislativo N°1292 que declaró de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano y dispone la reorganización y mejora del Gobierno Corporativo de la Compañía. Con fecha 15 de agosto de 2019, se publicó la Ley N°30993, que declaró de interés nacional la elaboración y ejecución del Proyecto de Afianzamiento y Modernización del Oleoducto Norperuano, con el objeto de garantizar la operatividad y mantenimiento eficiente del Oleoducto Norperuano, ampliar su extensión, incrementar su capacidad de transporte y rentabilidad, salvaguardar la conservación del medio ambiente y complementar el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara, así como garantizar una adecuada participación por concepto de impuestos, canon y regalías a favor del Estado.

b) Actividad económica -

A través de la Ley N°28244 del 2 de junio de 2004, se autorizó a la Compañía a negociar contratos con PERUPETRO S.A. en exploración y/o explotación y de operaciones o servicios petroleros conforme a ley.

La Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. establece que la Compañía actuará con autonomía económica, financiera y administrativa y con arreglo a los objetivos anuales y quinquenales que apruebe el Ministerio de Energía y Minas de Perú. Los actos y los contratos que suscriba en el cumplimiento de su fin social se sujetarán a lo que establecen: i) el Decreto Legislativo N°043 y sus modificaciones, ii) su Estatuto Social, iii) sus reglamentos internos, iv) los acuerdos de su Directorio, v) las Normas del Sistema Nacional de Control y vi) la normatividad específica para la Compañía.

Las operaciones de comercio exterior que realiza la Compañía se rigen por los usos y costumbres del comercio internacional generalmente aceptados y por las normas de Derecho Internacional y de la industria de hidrocarburos y de energía, generalmente aceptadas.

Como parte de su objeto social la Compañía lleva a cabo actividades previstas en la Ley N°26221, Ley Orgánica que norma la actividad de Hidrocarburos en el Territorio Nacional. Estas actividades comprenden todas las fases de la industria y comercio del petróleo, sus derivados, petroquímica básica e intermedia y otras formas de energía.

Mediante Ley N°29970 - Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País, se dispone la participación de la Compañía, de manera individual o asociada en el desarrollo del polo petroquímico a que se refiere dicha Ley.

La Ley N°30130 autoriza a la Compañía a la venta o emisión de acciones para que sean colocadas en el Mercado de Valores. En este proceso el Estado podrá incorporar una participación privada de hasta el 49% de su capital social en circulación. Asimismo, se establece que la Compañía puede realizar actividades y proyectos de inversión, siempre y cuando no generen a la Compañía pasivos firmes o contingentes, presentes o futuros, no afecten las garantías del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (PMRT) y no demanden recursos al Tesoro Público, lo cual no limita aquellos proyectos que permitan mantener la operatividad de la Compañía a la entrada en vigencia de la ley. Estas restricciones cesarán cuando la Compañía genere los flujos suficientes para garantizar el pago del endeudamiento a ser contraído para las inversiones vinculadas al PMRT y se haya incorporado una participación privada de al menos 40% en su capital social en circulación.



Mediante Decreto Supremo N°031-2016-MEM del 1 de diciembre de 2016, se aprobó la cesión de posición contractual en el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 64, por parte de la Compañía a favor de Geopark Perú S.A.C., siendo este último designado como operador del referido contrato. Asimismo, el 2 de diciembre de 2016 se firmó la Escritura Pública de la referida cesión. En agosto de 2020, la Compañía determinó aceptar la cesión del 75% de participación en el Contrato de Licencia del Lote 64, que tenía Geopark Perú S.A.C., debido a que en julio este notificó a la Compañía que optó irrevocablemente por ejercer la opción de retirarse del Contrato de Licencia. Geopark, en su calidad de Operador, continuará operando el lote hasta que se emita una nueva resolución que otorgue a Petroperú la concesión del 100%, por lo que mensualmente continuará atribuyendo el 25% de gastos a Petroperú.

El Decreto Legislativo N°1292, publicado el 30 de diciembre de 2016, declaró de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano, disponiendo la reorganización de la Compañía y la mejora de su gobierno corporativo otorgando para ello un plazo de 720 días calendarios contados desde la fecha de publicación de dicho Decreto Legislativo, para la elaboración de un plan que regule, entre otros, la modificación, celebración de contratos y contratación de servicios relacionados con las unidades de negocio de la Compañía; la participación de la Compañía en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos; la posibilidad de la Compañía de participar de acciones de responsabilidad social bajo el mecanismo de obras por impuestos; la aplicación del aumento de capital a que se refiere el numeral 8.1 del artículo 8° de la Ley N°29970 para la ejecución del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara y, la modificación del artículo 4° y la Segunda Disposición Complementaria de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. para implementar el Decreto Legislativo N°1292, aprobado por el Directorio. Dicho plan fue aprobado por el Directorio mediante Acuerdo N°067-2018-PP de fecha 6 de agosto de 2018.

c) Marco normativo de los precios de venta de la Compañía -

El artículo 77° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y sus productos derivados, se rigen por la oferta y la demanda.

- La política de precios de los combustibles de la Compañía aprobada por su Directorio establece lo siguiente:
 - Los precios de los combustibles líquidos y especialidades se determinan de acuerdo con la oferta y la demanda, en cumplimiento de lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y normas que la modifiquen o la sustituyan.
 - Los precios de lista de los combustibles líquidos y especialidades serán aprobados por el Comité Ejecutivo de Precios presidido por el Gerente General y conformado por el Gerente Administración y Finanzas, Gerente Cadena de Suministro, Gerente Refinación y Gerente Comercial o quienes asuman sus funciones.
 - La determinación de los precios de los combustibles líquidos y especialidades que la Compañía comercializa en el mercado local considerará el costo de oportunidad y se fijará a precios que permitan competir a la Compañía en el mercado y a la vez alcanzar sus metas estratégicas y presupuestales. En el caso de los combustibles líquidos, el costo de oportunidad corresponde al Precio de Paridad de importación calculado con la metodología definida por la Compañía en sus lineamientos.
 - Los precios de lista de la Compañía de los combustibles líquidos deberán ser competitivos respecto a otros agentes económicos - productores e importadores - en las Plantas de Venta del país en las que se tenga operación comercial, siempre que exista beneficio comercial.
 - En el caso de eventos o acontecimientos del mercado internacional que impacten significativamente a los precios de los combustibles líquidos y especialidades fuertemente al alza o a la baja, que afecten negativamente la imagen reputacional de la Compañía o la pongan en una situación económica de riesgo potencial, el Comité Ejecutivo de Precios podrá decidir trasladarlos gradualmente a los clientes o dejar sin efecto las variaciones presentadas en forma



coyuntural que se dan por un tiempo muy corto hasta que se establezca el mercado local o internacional, teniendo en cuenta la sostenibilidad financiera de la Compañía.

- Durante el primer semestre del año 2021, la mejora de las expectativas empresariales como consecuencia del proceso de vacunación a nivel mundial frente a la COVID-19 y la recuperación económica de las principales economías del mundo, vienen soportando los precios del petróleo y demás materias primas. Por otra parte, el desequilibrio entre la oferta y la demanda además de la reducción de los inventarios de crudo han favorecido el incremento del precio internacional pero también explica una mayor volatilidad la misma que se espera que termine en la segunda mitad del presente año. Cabe mencionar que el incremento del tipo de cambio es otra variable que impacta al alza a los precios de venta en moneda nacional siendo muy importante que esta variable encuentre una mayor estabilidad en un año afectado por la incertidumbre de los comicios electorales y una economía local amenazada por repuntes de contagios y cierres focalizados.
- Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (en adelante, Fondo de Estabilización de Precios).

El Fondo de Estabilización de Precios fue creado por el Gobierno Peruano por Decreto de Urgencia N°010-2004, normas reglamentarias y modificatorias. Por esta norma el Estado Peruano constituye un fondo contingente para evitar que la volatilidad de los precios de los hidrocarburos se traslade a los consumidores finales; no obstante, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) compensará a la Compañía por los diferenciales no transferidos a los clientes.

De acuerdo con estas normas, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas establece una banda de precios para cada producto combustible que se comercializa en el país. El artículo 6° del Decreto Supremo N°133-2010-EF (de fecha 23 de junio de 2010) establece que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN actualizará y publicará cada dos meses, en el diario Oficial el Peruano, las bandas de cada uno de los productos el último jueves del segundo mes, contado a partir del día de la vigencia de la última actualización.

Semanalmente, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN publica para cada producto combustible comercializado en el país un precio referencial denominado Precio de Paridad de Importación (PPI). Cuando el PPI es mayor al límite superior de la banda, la diferencia constituye el Factor de Compensación y cuando el PPI es menor al límite inferior de la banda, la diferencia constituye el Factor de Aportación.

Con Decreto Supremo N°007-2020-EM, publicado el 21 de abril 2020, se excluyó al GLP-E y al Diesel B5 y Diesel S-50 como productos sujetos al Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles, vigente a partir del 28 de abril de 2020.

Al 30 de junio de 2021 el Fondo de Estabilización de Precios aplicó sólo al petróleo industrial 6. Dicho fondo representó el 0.07% de los ingresos de la Compañía (-2.2 de los ingresos en el 2020).

d) Aprobación de los estados financieros -

Los estados financieros intermedios por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2021 han sido aprobados por la Gerencia General de la Compañía el 02 de agosto de 2021. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2020 fueron aprobados por la Junta General de Accionistas el 19 de julio de 2021.

2 BASES DE PREPARACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros intermedios condensados por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2021, han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad No.34,



“Información Financiera Intermedia” (NIC 34) emitida por el International Accounting Standards Board (IASB).”

La información del estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y las correspondientes notas se derivan de los estados financieros auditados a esa fecha.

Los estados financieros intermedios condensados no auditados surgen de los registros contables y son preparados sobre la base del costo histórico, a excepción de los instrumentos financieros derivados que se miden a valor razonable. Los estados financieros intermedios condensados se presentan en miles de Dólares Estadounidenses, excepto cuando se indique una expresión monetaria distinta. Las políticas contables aplicadas son consistentes con las del ejercicio anual 2020 y el período intermedio comparativo.

Los estados financieros intermedios condensados no incluyen toda la información y revelaciones requeridas para los estados financieros anuales y deben ser leídos junto con los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, los cuales fueron preparados de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB.

3 POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

3.1 Cambios en las normas aplicables a partir del 1 de enero de 2021 -

Las siguientes normas y modificaciones han sido adoptadas por la Compañía por primera vez para el ejercicio que inició el 1 de enero de 2021:

Modificaciones a las NIIF

Modificaciones a la NIC 37 - Contratos Onerosos – Costos de Cumplimiento de un Contrato

Con el objetivo de aclarar los tipos de costos que una compañía incluye como costos de cumplimiento de un contrato al momento de evaluar si un contrato es oneroso, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad emitió en mayo de 2020 la modificación a la NIC 37 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes. Como consecuencia de esta modificación las entidades que actualmente aplican el enfoque de “costos incrementales”, se verán en la necesidad de reconocer provisiones mayores y una mayor cantidad de contratos onerosos.

La modificación aclara que los costos de cumplimiento de un contrato comprenden:

- los costos incrementales, por ejemplo: mano de obra directa y materiales; y
- una asignación de otros costos directos, por ejemplo: la asignación de un gasto de depreciación de un ítem de Propiedad, Planta y Equipos usado para el cumplimiento de un contrato.

Propiedad, Planta y Equipos – Ingresos antes del uso previsto (Modificaciones a la NIC 16)

Con el objetivo de proveer una guía en la contabilización de las ventas y costos que las entidades pueden generar en el proceso de hacer que un ítem de Propiedad, Planta y Equipos esté disponible para su uso, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad emitió en mayo de 2020 la modificación a la NIC 16.

De acuerdo con estas modificaciones, el producto de la venta de los bienes obtenidos en el proceso que un ítem de Propiedad, Planta y Equipo está disponible para su uso, deberá ser reconocido en el estado de resultados junto con los costos de producir tales bienes. Deberá ser aplicada la NIC 2 Inventarios en la identificación y medición de estos bienes.

Las entidades tendrán la necesidad de diferenciar entre:

- los costos asociados con la producción y venta de los bienes y servicios antes de que el ítem de Propiedad, Planta y Equipos esté en uso; y
- los costos asociados con la puesta en funcionamiento del ítem de Propiedad, Planta y Equipos para su uso previsto.



Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes (Modificación a la NIC 1)

Con el objetivo de fomentar la uniformidad de aplicación y aclarar los requisitos para determinar si un pasivo es corriente o no corriente, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ha modificado la NIC 1 Presentación de Estados Financieros. Como consecuencia de esta modificación, las entidades deben revisar sus contratos de préstamos para determinar si su clasificación cambiará.

Las modificaciones incluyen lo siguiente:

- El derecho a aplazar la cancelación debe estar fundamentado: la NIC 1 actual establece que las entidades clasifican un pasivo como corriente cuando no tienen un derecho incondicional para aplazar la cancelación del pasivo durante, al menos, los doce meses siguientes a la fecha del ejercicio sobre el que se informa. Como parte de sus modificaciones, el IASB ha suprimido el requisito de que el derecho sea incondicional y, en su lugar, señala que el derecho a aplazar la cancelación debe estar fundamentado y existir al final del ejercicio sobre el que se informa.
- La clasificación de las líneas de crédito renovables puede cambiar: las entidades clasifican un pasivo como no corriente si tienen derecho a aplazar su cancelación durante al menos doce meses a partir del final del ejercicio sobre el que se informa. Ahora, el IASB ha aclarado que el derecho a aplazar existe únicamente si la sociedad cumple las condiciones especificadas en el acuerdo de préstamo al final del ejercicio sobre el que se informa, incluso aunque el prestamista no verifique el cumplimiento hasta una fecha posterior.
- Pasivos con características de cancelación de patrimonio: en las modificaciones se señala que la cancelación de un pasivo incluye el traspaso de los instrumentos de patrimonio propios de la entidad a la otra parte. La modificación aclara la forma en que las entidades clasifican un pasivo que incluye una opción de conversión de la otra parte, que podría reconocerse como patrimonio o como pasivo de forma separada con respecto al componente de pasivo previsto en la NIC 32 Instrumentos Financieros: Presentación.

La modificación es efectiva, de forma retroactiva, para los períodos anuales que comienzan el, o después del, 1 de enero de 2023. Se permite su aplicación anticipada. No obstante, las sociedades considerarán incluir la información a revelar de conformidad con la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores en sus siguientes estados financieros anuales.

Reforma de la Tasa de Interés de Referencia (Modificaciones a las NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16) Fase 2

En agosto de 2020, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad emitió modificaciones que complementan las emitidas en 2019 (Reforma de la Tasa de Interés de Referencia – Fase 1) y se enfocan en los efectos que pueden tener en la información financiera, cuando se reemplaza una tasa de interés referencial por otra.

Las modificaciones de esta Fase 2, abordan los aspectos que puedan afectar la información financiera durante la reforma de una tasa de interés referencial, incluidos los efectos en los cambios contractuales en los flujos de caja o en las relaciones de cobertura, que puedan existir al reemplazar la tasa de interés referencial por una equivalente. Como parte de las principales modificaciones, el Consejo consideró las siguientes modificaciones en la NIIF 9 Instrumentos Financieros, NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones, NIIF 4 Contratos de Seguros y NIIF 16 Arrendamientos:

- cambios en la base para determinar flujos de caja contractuales relacionados con activos financieros, pasivos financieros y pasivos por arrendamientos;
- contabilidad de coberturas; y
- revelaciones.



La Compañía evaluará el impacto de estas modificaciones durante el año 2021. Asimismo, se han publicado otras normas y modificaciones listadas a continuación que, por la naturaleza de sus actividades, la Compañía considera que no le son de aplicación:

- NIIF 17 Contratos de Seguro
Emitida el 18 de mayo de 2017, esta Norma requiere que los pasivos de seguro sean medidos a un valor de cumplimiento corriente y otorga un enfoque más uniforme de presentación y medición para todos los contratos de seguro. Estos requerimientos son diseñados para generar una contabilización consistente y basada en principios para las compañías de seguros.
- Venta o Aportaciones de Activos entre un Inversor y su Asociada o Negocio Conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28).
- Referencia al Marco Conceptual (Modificaciones a la NIIF 3)

No se espera que otras NIIF o interpretaciones CINIIF que aún no están vigentes puedan tener un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

3.2 Políticas contables significativas -

Las políticas contables aplicadas son consistentes con las de los estados financieros anuales para el año terminado el 31 de diciembre de 2020, como se describe en ellos, excepto por el tratamiento contable del impuesto a las ganancias en los periodos intermedios, que se contabilizan utilizando la tasa impositiva que sería aplicable a la ganancia o pérdida anual total esperada (ver Nota 4 y Nota 23). El gasto por impuesto a las ganancias se reconoce en cada período intermedio según la mejor estimación de la tasa de impuesto a las ganancias anual efectiva esperada para el año completo. La Gerencia de la Compañía considera que el importe devengado por el gasto por impuesto a las ganancias en un período intermedio puede tener que ajustarse en un período intermedio posterior de ese mismo año, si cambia la estimación de la tasa del impuesto a las ganancias efectiva anual.

4 ESTIMADOS Y CRITERIOS CONTABLES CRITICOS

La preparación de los estados financieros intermedios condensados requiere que la Gerencia efectúe juicios, estimados y supuestos que pueden afectar la aplicación de las políticas contables y en los saldos de los activos y pasivos, los ingresos y los gastos. Los resultados reales podrían diferir de dichos estimados.

En la preparación de los estados financieros intermedios condensados, los juicios y estimaciones relevantes hechas por la Gerencia en la aplicación de las políticas contables de la Compañía y en la información crítica para la estimación de incertidumbres fueron las mismas que se aplicaron en los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, con la excepción de los cambios en las estimaciones que se requieren para determinar la provisión para el impuesto sobre las ganancias.

Impuesto a las ganancias -

Para determinar el impuesto a las ganancias en los periodos intermedios, la Gerencia utiliza la tasa de impuesto efectiva que sería aplicable a la ganancia o pérdida anual total esperada (ver Nota 3.2 y Nota 23), que requiere el juicio de la Gerencia para determinar los resultados esperados a efectos impositivos.

La Compañía realizó un análisis de sensibilidad del gasto de impuesto a las ganancias en los periodos intermedios basado en la estimación de la tasa de impuesto a las ganancias efectivo al final de año.

Si la tasa de impuesto a las ganancias efectiva hubiera sido un +/- 1% diferente de las estimaciones de la Gerencia, la Compañía necesitaría aumentar / disminuir el gasto por impuesto a las ganancias en



US\$957 miles en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2021 (US\$938 miles en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2020).

5 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

5.1 Factores de riesgo financiero -

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros: riesgos de mercado (principalmente riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio del crudo), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

Los estados financieros intermedios condensados no incluyen toda la información y revelación de la administración del riesgo financiero requerida en los estados financieros anuales; deben leerse junto con los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2020, ya que no ha habido cambios en las evaluaciones relacionadas de los riesgos financieros desde el final del año.

No ha habido cambios significativos en el departamento de gestión de riesgos ni en ninguna política de gestión de riesgos desde el final del año 2020.

5.2 Riesgo de liquidez -

La Gerencia administra su riesgo de liquidez asegurándose de contar con suficientes líneas de crédito en todo momento y solventando su capital de trabajo con los flujos de efectivo de sus actividades de operación.

La Compañía tiene suficiente capacidad de crédito para tener acceso a líneas de crédito con las instituciones financieras mejor calificadas (instituciones sin historial de incumplimiento y de prestigio local) en términos de mercado. Además, la Compañía desarrolla nuevas relaciones bancarias a fin de contar con fondos adecuados disponibles en todo momento. Sin embargo, con la actual incertidumbre por el estado de emergencia que el país vive por la pandemia del COVID 19, existe el riesgo de que los bancos revisen los términos de las líneas de crédito (financiamiento a corto plazo que podría no ser refinanciado). La Compañía asume este riesgo.

Al 30 de junio de 2021, la Compañía mantiene líneas de crédito revolventes de corto plazo otorgadas por bancos locales y extranjeros hasta por US\$2,216,402 miles de los cuales US\$1,415,657 miles se encuentran disponibles a dicha fecha, monto suficiente para atender sus operaciones de compra en el territorio nacional y en mercados del exterior y otras obligaciones vinculadas al capital de trabajo. Estas líneas de crédito no tienen exigencias de costos de mantenimiento ni exigen colaterales.

5.3 Riesgo del capital -

Los objetivos de la Compañía al administrar su capital son el salvaguardar su capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a su accionista, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura óptima para reducir el costo del capital.

La Compañía monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento, que se calcula dividiendo su deuda neta entre su capital total. La deuda neta corresponde al total de las obligaciones financieras (incluyendo corriente y no corriente) menos el saldo de efectivo y equivalente de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal como se muestra en el estado de situación financiera más la deuda neta.

La Compañía mantiene el grado de inversión otorgado por las clasificadoras de riesgo: Standar & Poor's (BBB- para la deuda a largo plazo) y Fitch Ratings (BBB+ para la deuda a largo plazo en moneda extranjera), así como la calificación local de AA- con Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. (AA-(pe)).



Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, los ratios de apalancamiento fueron los siguientes:

	<u>2021</u> <u>US\$000</u>	<u>2020</u> <u>US\$000</u>
Otros pasivos financieros	4,918,357	4,414,398
Menos: Efectivo y equivalente de efectivo depósitos a plazo	(461,648)	(84,853)
Deuda neta (A)	4,456,709	4,329,545
Total patrimonio (B)	<u>1,911,850</u>	<u>1,840,982</u>
Capital total (A)+(B)	<u>6,368,559</u>	<u>6,170,527</u>
Ratio (A/(A+B))	<u>0.70</u>	<u>0.70</u>

El ratio de apalancamiento se mantiene al 30 de junio de 2021, explicado por el aumento del pasivo de largo plazo por la emisión de Bonos en el mes de febrero 2021 por MM\$ 1,000, que se utilizó parcialmente en pagar los financiamientos de corto plazo, que disminuyó en MM\$ 643, de este fondo recibido con la emisión de Bonos, se mantiene en caja un saldo de MM\$ 319; es por eso que el aumento de los pasivos financieros se compensa con el aumento del efectivo, por lo que el indicador se mantiene en 0.70. El efectivo disminuirá en el pago de las inversiones en el PMRT.

6 INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

a) Descripción de los segmentos y actividades principales

La máxima autoridad en la toma de decisiones de operación (la Gerencia General), examina el desempeño de la Compañía en tres divisiones estratégicas, que corresponden a sus segmentos de operación sobre los que debe informarse. Estas divisiones ofrecen diferentes productos y servicios, y son administrados por separado puesto que requieren diferentes estrategias de negocio tanto comerciales como financieras.

Los segmentos de la Compañía son evaluados sobre la base de la actividad de los siguientes segmentos de negocio: (i) Producción y comercialización, (ii) Operaciones oleoducto y (iii) Unidades alquiladas y privatizadas.

Basada en lo que establece la NIIF 8, el segmento de operación reportable por su representatividad sobre los ingresos es: "Producción y comercialización". Sin embargo, de forma voluntaria, la Compañía ha decidido reportar todos sus segmentos de operación conforme se detalla en esta misma Nota.

El siguiente resumen describe las operaciones de cada segmento reportable:

<u>Segmento reportable</u>	<u>Operaciones</u>
Producción y comercialización	Refinación y comercialización de productos derivados del petróleo.
Operaciones oleoducto	Servicio de transferencia y custodia de crudos de la selva norte del país.
Unidades alquiladas y privatizadas	Activos que originan entradas de efectivo derivadas de los alquileres.

La Gerencia General de la Compañía revisa los informes de gestión interna de cada segmento de forma trimestral.

Existen diversos niveles de transacciones entre los segmentos de producción y comercialización y operaciones de oleoducto. Estas transacciones incluyen transferencias de petróleo o algunos productos y servicios de transporte, respectivamente.



b) Estado de situación financiera por segmentos –

	Producción y comercialización (*) US\$000	Operaciones oleoducto US\$000	Unidades alquiladas y privatizadas US\$000	Total US\$000
Al 30 de junio de 2021				
Activos:				
Corriente	1,113,445	251,787	157,454	1,522,686
No corriente	<u>6,309,863</u>	<u>261,600</u>	<u>195,209</u>	<u>6,766,672</u>
	<u><u>7,423,308</u></u>	<u><u>513,387</u></u>	<u><u>352,663</u></u>	<u><u>8,289,358</u></u>
Pasivos:				
Corriente	1,632,795	113,998	35,537	1,782,330
No corriente	<u>4,577,782</u>	<u>17,396</u>	<u>-</u>	<u>4,595,178</u>
	<u><u>6,210,577</u></u>	<u><u>131,394</u></u>	<u><u>35,537</u></u>	<u><u>6,377,508</u></u>
Al 30 de junio de 2020				
Activos:				
Corriente	954,204	93,966	44,007	1,092,177
No corriente	<u>5,510,645</u>	<u>227,766</u>	<u>194,836</u>	<u>5,933,247</u>
	<u><u>6,464,849</u></u>	<u><u>321,732</u></u>	<u><u>238,843</u></u>	<u><u>7,025,424</u></u>
Pasivos:				
Corriente	1,861,544	34,845	35,364	1,931,753
No corriente	<u>3,364,729</u>	<u>17,456</u>	<u>-</u>	<u>3,382,185</u>
	<u><u>5,226,273</u></u>	<u><u>52,301</u></u>	<u><u>35,364</u></u>	<u><u>5,313,938</u></u>

(*) Incluye refinerías, una estación de gas, área comercial y oficina principal.

c) Estado de resultados integrales por segmentos -

	Producción y comercialización (*) US\$000	Operaciones oleoducto US\$000	Unidades alquiladas y privatizadas US\$000	Total US\$000
Por el periodo de seis meses terminados el 30 de junio de 2021				
Ingresos de				
actividades ordinarias	1,808,654	67	-	1,808,721
Otros ingresos operacionales	<u>13,980</u>	<u>8,033</u>	<u>14,378</u>	<u>36,391</u>
Total ingresos de actividades ordinarias	<u>1,822,634</u>	<u>8,100</u>	<u>14,378</u>	<u>1,845,112</u>
Costo de ventas	(1,548,902)	(17,366)	(2,689)	(1,568,957)
Transferencias	<u>(2,244)</u>	<u>2,244</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ganancia bruta	<u>271,488</u>	<u>(7,022)</u>	<u>11,689</u>	<u>276,155</u>
Gastos de ventas y distribución	(24,647)	-	(4,932)	(29,579)
Gastos de administración	(51,331)	(4,919)	-	(56,250)
Otros ingresos y gastos	<u>16,256</u>	<u>507</u>	<u>-</u>	<u>16,763</u>
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	211,766	(11,434)	6,757	207,089
Financieros, neto	<u>(37,343)</u>	<u>(1,790)</u>	<u>(1,386)</u>	<u>(40,519)</u>
Resultado antes del Impuesto a las ganancias	<u>174,423</u>	<u>(13,224)</u>	<u>5,371</u>	<u>166,570</u>
Gasto por impuesto a las ganancias	<u>(95,544)</u>	<u>(57)</u>	<u>(101)</u>	<u>(95,702)</u>
Resultado neto del ejercicio	<u><u>78,879</u></u>	<u><u>(13,281)</u></u>	<u><u>5,270</u></u>	<u><u>70,868</u></u>



	<u>Producción y comercialización (*)</u> US\$000	<u>Operaciones oleoducto</u> US\$000	<u>Unidades alquiladas y privatizadas</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
Por el periodo de seis meses terminados el 30 de junio de 2020				
Ingresos de				
actividades ordinarias	1,413,790	6,884	-	1,420,674
Otros ingresos operacionales	13,559	9,634	11,936	35,129
Total de ingresos de actividades ordinarias	1,427,349	16,518	11,936	1,455,803
Costo de ventas	(1,420,487)	(26,183)	(2,689)	(1,449,359)
Transferencias	7,235	(7,235)	-	-
Ganancia (pérdida) bruta	14,097	16,900	9,247	6,444
Gastos de ventas y distribución	(26,766)	-	(1,969)	(28,735)
Gastos de administración	(55,058)	(4,633)	-	(59,691)
Otros ingresos y gastos	3,555	1,447	-	5,002
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	(64,172)	(20,086)	7,278	(76,980)
Financieros neto	(20,720)	(5,299)	(8)	(26,027)
Resultado antes del Impuesto a la ganancias	(84,892)	(25,385)	7,270	(103,007)
Gasto por impuesto a las ganancias	(77,279)	(23,108)	6,618	(93,769)
Resultado neto del ejercicio	(162,171)	(48,493)	13,888	(196,776)

(*) Incluye refinерías, una estación de servicios, área comercial y oficina principal.

d) Información geográfica de ingresos -

Al 30 de junio de 2021 y de 2020, los ingresos de actividades ordinarias por segmento se basan en la ubicación geográfica de los clientes:

	<u>2021</u> US\$000	<u>2020</u> US\$000
Perú	1,722,999	1,281,169
Otros países	85,722	139,505
	<u>1,808,721</u>	<u>1,420,674</u>

7 CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN EL PERÍODO ACTUAL

La posición financiera y el rendimiento de la Compañía se vieron especialmente afectados por los siguientes dos factores durante el periodo de seis meses terminado al 30 de junio de 2021:

- El precio internacional del crudo, presentó una tendencia al alza al cierre de junio, cerrando su cotización en US\$ 73.47 por barril (US\$ 39.27 por barril al 30 de junio de 2020), este factor no influye en los márgenes de realización, sin embargo si afecta el valor de los inventarios, este factor determinó un mayor valor de inventario en US\$ 115,826 miles, siendo factor principal para el resultado favorable al cierre de este periodo. Esta situación se da por el recupero de la demanda de combustibles en el mundo y en el país, por las medidas de reactivación económica para hacer frente a la pandemia por el virus COVID 19, lo que origina el alza de los precios. Para las empresas del sector hidrocarburos, esta etapa de emergencia ha experimentado una ligera mejoría por el mayor tránsito de la población, mayor demanda y el consiguiente recupero de los precios.
- Gasto por impuesto a la renta diferido generado por la fluctuación del tipo de cambio que afecta a las partidas no monetarias (principalmente activo fijo) debido a que la Compañía tributa el impuesto a la renta en una moneda distinta (Soles) a la de su moneda funcional (US\$). A junio 2021 el dólar estadounidense tuvo una apreciación importante respecto al Sol (3.866 a junio y 3.624 a dic 2020) generando un gasto por impuesto a la renta diferido por US\$ 87,166 miles.



8 EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, este rubro comprende:

	<u>2021</u> US\$000	<u>2020</u> US\$000
Cuentas corrientes (a)	160,095	83,744
Fondos de liquidez (b)	1,050	1,050
Fondos fijos	<u>23</u>	<u>24</u>
	<u>161,168</u>	<u>84,818</u>

(a) La Compañía mantiene efectivo depositado en instituciones financieras en la modalidad de cuentas corrientes en moneda nacional y en moneda extranjera. Los fondos de estas cuentas son de libre disponibilidad y devengan tasas de interés preferenciales entre 0.12% y 0.39% (entre 0.12% y 0.30%. al 31 de diciembre 2020).

(b) Al 30 de junio de 2021, los fondos de liquidez son instrumentos de corto plazo en instituciones del exterior, se caracterizan por liquidez y un precio estable de la participación con un rendimiento de 0.06% (entre 0.12% al 31 de diciembre de 2020) y son de disponibilidad inmediata sin fecha de vencimiento definida, los cuales serán utilizados en las actividades de inversión del PMRT en los meses siguientes.

9 CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, este rubro comprende:

	<u>2021</u> US\$000	<u>2020</u> US\$000
Distribuidores mayoristas	127,101	189,221
Fondo de Estabilización de Precios - Ministerio de Energía y Minas (Nota 1-c)	16,439	-
Empresas petroleras	47,670	37,416
Sector minero	27,684	22,604
Comercializadoras de combustible	13,891	11,234
Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú	10,470	7,891
Mercado externo	8,047	-
Sector pesquero	7,255	8,279
Sector construcción	3,218	2,424
Sector eléctrico	3,094	2,452
Negocios de aviación	2,353	2,843
Sector transporte	1,533	1,309
Sector industrial	468	555
Clientes varios	1,085	1,625
Otros distribuidos mayoristas en cobranza dudosa	<u>12,378</u>	<u>13,673</u>
	282,683	301,526
Menos: Pérdida esperada de cuentas por cobrar comerciales	<u>(12,378)</u>	<u>(13,673)</u>
	<u>270,305</u>	<u>287,853</u>

Los saldos de las cuentas por cobrar comerciales corresponden a facturas denominadas en soles y en dólares estadounidenses, originadas principalmente por la venta de productos refinados. Las cuentas por cobrar a las Fuerzas Armadas y a la Policía Nacional del Perú tienen un vencimiento de 45 días. Las cuentas por cobrar a los distribuidores mayoristas y otros clientes tienen vencimientos entre 7 y 45 días. Las cuentas por cobrar, de acuerdo con políticas internas de la Compañía, están garantizadas en su mayoría con cartas fianza o con otros instrumentos del sistema financiero nacional de acuerdo con la política de créditos aprobada por el Directorio.



Fondo de estabilización de precios de los combustibles - Ministerio de Energía y Minas -

El monto total por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), al 30 de junio de 2021 asciende a US\$31,448 miles, generados por las operaciones de compensaciones y aportes el cual incluye, al 30 de junio de 2021, la Demanda de Amparo registrado en una cuenta de Reclamos por US\$15,009 miles (US\$16,012 miles al 31 de diciembre de 2020), clasificado como otras cuentas por cobrar de largo plazo (Nota 10) y el monto de US\$ 16,439 miles en las cuentas por cobrar de corto plazo (US\$255 miles por cobrar por Compensación al 31 de diciembre de 2020).

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el movimiento del saldo total del rubro Fondo de Estabilización de precios se explica como sigue:

	<u>2021</u> <u>US\$000</u>	<u>2020</u> <u>US\$000</u>
Saldo inicial	(255)	9,796
Compensación de precios	13,660	1,336
Aportación de precios	(165)	(36,243)
Neto (cargado) abonado a ingresos de actividades ordinarias (nota 17)	13,495	(34,907)
Compensación generada por importación de productos	2,878	
Aportación generada por importación de productos	-	(9,236)
Cobranza y pagos de compensación y/o aportación	(155)	32,560
Diferencia de tipo de cambio	477	1,532
Saldo final	<u>16,439</u>	<u>(255)</u>

Pérdida esperada de cuentas por cobrar comerciales -

Para medir las pérdidas crediticias esperadas, la Compañía ha clasificado sus clientes de acuerdo a características de riesgo homogéneas que representan la capacidad de pago de cada segmento de clientes por los importes adeudados. Esta clasificación se ha realizado sobre la base de segmentos que representan riesgos específicos: sector mayorista, sector industrial, sector comercial y Fuerzas Armadas.

La Compañía considera apropiado excluir las cuentas por cobrar a mayoristas y comerciales debido a su alta liquidez y a que no ha existido una pérdida histórica incurrida.

Las tasas de pérdida esperada se basan en los perfiles de pago de las ventas en un periodo de 12 meses antes del 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, y las pérdidas crediticias históricas se ajustan para reflejar la información actual y prospectiva de factores macroeconómicos que afectan la capacidad de los clientes para liquidar las cuentas por cobrar comerciales. La Compañía ha identificado la tasa de crecimiento del PBI hidrocarburos y la variación de remuneración mínima vital real como factores más relevantes y, en consecuencia, ajusta las tasas de pérdidas históricas en función de los cambios esperados en estos factores.

Sobre esa base, la provisión para pérdidas al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020 se determinó de la siguiente manera:

	<u>2021</u>			<u>2020</u>		
	<u>Tasa de pérdida esperada</u> %	<u>Monto bruto en libros</u> US\$000	<u>Pérdida esperada</u> US\$000	<u>Tasa de pérdida esperada</u> %	<u>Monto bruto en libros</u> US\$000	<u>Pérdida esperada</u> US\$000
Vigentes	0.00	216,932	3	0.02	272,297	47
De 1 a 30 días	0.03	9,326	3	0.42	13,436	56



De 31 a 60 días	0.04	231	-	0.54	1,682	9
De 61 a 90 días	0.05	746	-	0.66	24	-
De 91 a 120 días	0.04	231	-	0.85	3	-
De 121 a 150 días	0.18	26,376	48	3.16	1	-
De 151 a 180 días	0.71	5	-	9.74	49	5
De 181 a 210 días	0.72	1	-	-	-	-
De 211 a 240 días	1.29	62	-	-	-	-
De 241 a 270 días	1.85	70	1	-	-	-
De 271 a 300 días	2.76	3	-	-	-	-
De 301 a 330 días	100.00	1	-	41.14	175	72
De 331 a 360 días	100.00	7	69	79.28	22	17
Más de 360 días	100.00	<u>12,253</u>	<u>12,253</u>	97.33	<u>13,836</u>	<u>13,467</u>
Total (*)		<u>266,244</u>	<u>12,378</u>		<u>301,525</u>	<u>13,673</u>

(*) No incluye el Fondo de Estabilización de Precios.

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el movimiento de la estimación de la pérdida esperada de las cuentas por cobrar comerciales fue el siguiente:

	<u>2021</u> <u>US\$000</u>	<u>2020</u> <u>US\$000</u>
Saldo inicial	13,673	6,270
Pérdida esperada (Nota 18)	-	7,815
Diferencia de cambio	(1,295)	(412)
Saldo final	<u>12,378</u>	<u>13,673</u>

En opinión de la Gerencia, la estimación para cuentas de cobranza dudosa reconocida en los estados financieros y las garantías solicitadas son suficientes para cubrir cualquier eventual riesgo en la recuperación de las cuentas por cobrar comerciales a la fecha del estado de situación financiera.

Las cuentas por cobrar comerciales vencidas, pero no deterioradas están relacionadas con clientes independientes con los que se mantiene cartas fianzas y/o cuya deuda ha sido conciliada y se espera cobrar en el corto plazo.

10 OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, este rubro comprende:

	<u>Al 31 de diciembre de</u>	
	<u>2021</u> <u>US\$000</u>	<u>2020</u> <u>US\$000</u>
Corriente		
Crédito fiscal - Impuesto General a la Ventas e Impuesto a la Renta e Imp selectivo consumo (a)	192,661	121,007
Anticipos otorgados a proveedores	24,229	20,277
Activo por instrumentos financieros derivados	7,666	2,195
Inversión en asociación con GeoPark	3,528	3,779
Préstamos al personal	3,345	3,669
Préstamos	2,214	2,270
Diversas	1,339	4,085
Cuentas de cobranza dudosa	<u>33,317</u>	<u>34,521</u>
	268,299	191,803
Pérdida esperada de otras cuentas por cobrar (f)	(33,317)	(34,521)
Parte corriente	<u>234,982</u>	<u>157,282</u>



No corriente

Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas, largo plazo (b)	423,890	394,738
Reclamos por Fondo de Estabilización de Precios - Ministerio de Energía y Minas (Nota 1(c)) - (c)	15,009	16,012
Reclamos a la Superintendencia de Administración Tributaria (d)	7,552	8,057
Otros tributos, largo plazo	6,730	6,881
Parte no corriente	<u>453,181</u>	<u>425,688</u>

Otros activos financieros al costo amortizado

Depósitos a plazo fijo (f)	<u>300,480</u>	<u>35</u>
----------------------------	----------------	-----------

(a) Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas e impuesto a las ganancias, corto plazo -

Al 30 de junio de 2021, corresponde al Impuesto General a las Ventas de operaciones por US\$ 24,673 miles (equivalentes a S/95,387 miles), Impuesto General a las Ventas del PMRT por un monto de US\$ 48,650 miles (equivalente a S/188,082 miles); crédito fiscal por impuesto selectivo al consumo por US\$ 77,006 (equivalente a S/297,704 miles) y crédito fiscal por pagos a cuenta de Impuesto a la renta por US\$ 42,332 (equivalente a S/163,655 miles), los cuales serán recuperados en el corto plazo mediante las operaciones y vía régimen de recuperación anticipada del IGV.

Al 31 de diciembre de 2020, corresponde principalmente al Impuesto General a las Ventas de operaciones por US\$18,120 miles (equivalentes a S/65,669 miles), Impuesto General a las Ventas del PMRT por un monto de US\$31,620 miles (equivalente a S/114,593 miles); crédito fiscal por impuesto selectivo al consumo por US\$ 36,202 (equivalente a S/131,196 miles) y crédito fiscal por pagos a cuenta de Impuesto a la renta por US\$ 39,507 (equivalente a S/143,174 miles), los cuales serán recuperados en el corto plazo mediante las operaciones y vía régimen de recuperación anticipada del IGV.

A junio 2021, la SUNAT realizó devoluciones de crédito fiscal del IGV por S/ 35,722 miles (equivalentes a US\$ 9,597 miles) solicitadas por la Compañía mediante devolución de Saldo a favor materia del Beneficio, y fueron efectivamente cobradas.

Durante el 2020, la SUNAT realizó devoluciones de crédito fiscal del IGV por US\$101,558 miles (equivalentes a S/355,566 miles), las mismas que fueron solicitadas por la Compañía mediante el régimen de la recuperación anticipada y devolución del saldo a favor materia del beneficio del exportador.

(b) Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas, largo plazo -

Al 30 de junio de 2021, corresponde al saldo a favor del IGV pagado por la adquisición de bienes y servicios relacionados principalmente con el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara que ascienden a US\$ 289,818 miles (equivalentes a S/1,120,437 miles) y el IGV por operaciones que asciende a US\$ 134,072 miles (equivalentes a S/ 518,323 miles).

Al 31 de diciembre de 2020, corresponde al saldo a favor del IGV pagado por la adquisición de bienes y servicios relacionados principalmente con el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara que ascienden a US\$105,054 miles (equivalentes a S/380,717 miles) y el IGV por operaciones que asciende a US\$289,684 miles (equivalentes a S/1,049,811 miles). Al 31 de diciembre de 2019, corresponde al saldo a favor del IGV pagado por la adquisición de bienes y servicios relacionados principalmente con el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara que ascienden a US\$173,211 miles (equivalente a S/574,540 miles) y el IGV por operaciones que asciende a US\$113,972 miles (equivalente a S/378,046 miles).

Este saldo a favor de crédito fiscal no tiene plazo de expiración. La Compañía espera recuperar este crédito fiscal mediante el régimen de recuperación anticipada de IGV en el largo plazo



(c) Reclamo del Fondo de Estabilización de Precios al Ministerio de Energía y Minas -

En abril de 2010, la DGH emitió la Resolución Directoral 075-2010-EM/DG donde dispuso que los productores e importadores de combustibles rectifiquen sus declaraciones juradas semanales presentadas desde agosto de 2008 y apliquen, en forma retroactiva, los valores de referencia establecidos en dicha Resolución. Ante esto, la Compañía, basada en la opinión de la Gerencia y de sus abogados, interpuso una acción de amparo ante el Segundo Juzgado Constitucional de Lima, por considerar esta resolución inconstitucional. Dicha acción fue signada con el Expediente N°21022-2010-0-1801-JR-CI-02.

Con fecha 28 de noviembre de 2018 se ha emitido la Sentencia contenida en la Resolución N°16 mediante la cual el Segundo Juzgado Especializado Constitucional de Lima resuelve declarar improcedente la demanda. Mediante Resolución N°17 se concedió la Apelación de la referida Sentencia a la segunda instancia.

Con fecha 17 de diciembre del 2019, mediante Sentencia contenida en la Resolución N° 5 la Tercera Sala Civil declaró nula la Resolución N° 16 que declaró improcedente la demanda y dispuso que el Juez de primera instancia emita nueva resolución conforme a lo expuesto. Al 30 de junio de 2021 se encuentra pendiente que el Segundo Juzgado Constitucional de Lima emita Sentencia.

En opinión de la Gerencia, y basándose en los informes de sus asesores legales externos, una vez concluido el proceso judicial en todas sus instancias, el resultado será favorable a la Compañía, y permitirá recuperar la totalidad del saldo registrado que asciende a US\$15,009 miles al 30 de junio de 2021 (US\$16,012 miles al 31 de diciembre de 2020).

d) Reclamos a la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) -

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	<u>2020</u> US\$000	<u>2019</u> US\$000
Expediente N°17806-2012 (i)	<u>7,552</u>	<u>8,057</u>

(i) En noviembre de 2012, la Compañía pagó el importe de US\$8,651 miles (equivalente a S/29,197 miles), en atención a diversas Resoluciones de Determinación y Multa emitidas por supuestas omisiones del pago de ISC e IGV correspondientes al año 2007. Al 30 de junio de 2021, el proceso se mantiene pendiente de resolución por la Sala 4 del Tribunal Fiscal, signado con Expediente N°17806-2012. La expectativa de la Compañía y de los abogados asesores de recuperar el reclamo es alta, basada en la resolución de otros reclamos similares que resultaron favorables. Este monto equivale a US\$7,552 miles al tipo de cambio de cierre.

e) Pérdida esperada de otras cuentas por cobrar -

La pérdida esperada está relacionada principalmente a reclamos realizados a las municipalidades por concepto de impuestos prediales y arbitrios, de los cuales la probabilidad de recupo es baja. En sentido la Compañía aplica el modelo general de la NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas de los reclamos.

La Compañía, considera la probabilidad de incumplimiento tras el reconocimiento inicial de los reclamos y si se ha producido un aumento significativo en el riesgo de crédito de forma continua a lo largo de cada periodo. Para evaluar si hay un aumento significativo en el riesgo de crédito la Compañía compara el riesgo de que ocurra un incumplimiento en el activo en la fecha de presentación de los estados financieros con el riesgo de incumplimiento en la fecha de su reconocimiento inicial. Se considera la información actual y razonable que se encuentre disponible. Particularmente se incorpora como indicador la calificación crediticia interna.



Independientemente del análisis anterior, se presume un aumento significativo en el riesgo de crédito si un deudor incurre en más de 30 días de mora en realizar el pago del reclamo. Respecto a las otras partidas de las otras cuentas por cobrar, la Compañía considera que el riesgo crediticio de las contrapartes es bajo, por lo que no ha registrado pérdida esperada por estas cuentas al no ser significativa.

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre del 2020, el movimiento de la provisión por la pérdida esperada es el siguiente:

	<u>2021</u> <u>US\$000</u>	<u>2020</u> <u>US\$000</u>
Saldo inicial	34,521	35,954
Adiciones	-	-
Diferencia de cambio	<u>(1,204)</u>	<u>(1,433)</u>
Saldo final	<u>33,317</u>	<u>34,521</u>

- f) Al 30 de junio de 2021 y al 31 de diciembre de 2020 corresponde a depósitos a plazo fijo con vencimiento a 90 días en bancos del exterior, cuyos recursos provienen de la emisión de bonos. Sin embargo, la Compañía espera renovar el plazo de dichos depósitos por un período mayor a 90 días.

11 INVENTARIOS

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, este rubro comprende:

	<u>2021</u> <u>US\$000</u>	<u>2020</u> <u>US\$000</u>
Petróleo crudo	187,365	110,698
Productos refinados:		
En proceso	74,780	55,802
Terminados	98,283	99,418
Productos refinados adquiridos	116,300	94,984
Inventarios en tránsito	43,631	30,890
Suministros	<u>34,882</u>	<u>30,239</u>
	555,241	422,031
Menos - Estimación para desvalorización de suministros	<u>(4,334)</u>	<u>(4,419)</u>
	<u>550,907</u>	<u>417,612</u>

Al 30 de junio de 2021, el costo de los inventarios reconocidos como gasto e incluidos en el costo de ventas ascendió a US\$1,451,248 miles (US\$1,326,381 miles al 30 de junio de 2020) que equivalen al costo de ventas menos los gastos operativos de producción (Nota 18).

Al 30 de junio de 2021, el precio del crudo tuvo una tendencia al alza, cerrando su cotización en US\$ 73.47 por barril (US\$ 39.27 por barril al 30 de junio de 2020). El precio promedio durante el mes de junio de 2021 fue de US\$ 71.38 por barril (US\$ 38.30 por barril al 30 de junio 2020).

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el movimiento de la provisión para desvalorización de suministros se explica como sigue:

	<u>2021</u> <u>US\$000</u>	<u>2020</u> <u>US\$000</u>
Saldo inicial	(4,419)	(1,002)
Desvalorización suministros	-	(4,394)
Recupero	85	456
diferencia de cambio	-	521
Saldo final	<u>(4,334)</u>	<u>(4,419)</u>



Esta provisión se ha reconocido como resultado de analizar el valor neto realizable de los inventarios, tomando en cuenta la expectativa de flujo neto que se obtendrá de su venta o consumo, teniendo en cuenta además su condición física. Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, la Compañía considera que el importe provisionado refleja el riesgo de desvalorización de todos sus inventarios tanto por obsolescencia física como por valor neto realizable.



12 PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

	Terrenos US\$000	Edificios y otras construcciones US\$000	Maquinaria y equipo US\$000	Unidad de transporte US\$000	Muebles y enseres US\$000	Equipos diversos y de cómputo US\$000	Equipos fuera de de uso US\$000	Unidades por recibir US\$000	Obras en curso US\$000	Inversiones adicionales US\$000	Total US\$000
Al 1 de enero de 2020:											
Costo	204,162)	201,203)	872,463)	37,725)	6,046)	62,973)	6,387)	-	4,237,035)	34,101)	5,662,095)
Depreciación acumulada	-	(99,116)	(409,330)	(16,160)	(4,227)	(32,003)	(6,387)	-	-	-	(566,899)
Deterioro acumulado	-	-	(309)	-	-	-	-	-	-	-	(633)
Al 31 de diciembre de 2019	<u>204,162)</u>	<u>102,087)</u>	<u>462,824)</u>	<u>21,565)</u>	<u>1,819)</u>	<u>30,970)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4,237,035)</u>	<u>34,101)</u>	<u>5,094,563)</u>
Año 2020											
Saldo inicial del costo neto en libros	204,162	102,087)	462,824)	21,565)	1,819)	30,970)	-	-	4,237,035)	34,101)	5,094,563)
Adiciones	-	538)	2,918)	77)	-	-	-	-	846,476)	6,565)	856,574)
Transferencias	-	5,118)	16,567)	5,765)	284)	1,397)	-	-	(29,131)	-	-
Retiros	-	-	(19)	-	(17)	-	(3,268)	-	-	-	(3,304)
Reclasificación a equipos fuera de uso	-	-	(961)	(50)	(39)	(1,378)	2,428)	-	-	-	-
Reclasificaciones	-	-	-	-	2)	-	-	-	-	-	2)
Ajustes al costo	-	(530)	(9)	-	-	-	-	-	-	-	(539)
Depreciación del año	-	(5,486)	(34,982)	(2,630)	(538)	(3,489)	-	-	-	-	(47,125)
Depreciación de retiros	-	-	(19)	-	(17)	-	3,268)	-	-	-	(3,304)
Activos obsoletos retirados	-	-	-	-	-	-	(138)	-	-	-	(138)
Transferencias de depreciación	-	-	836)	39)	39)	1,376)	(2,290)	-	-	-	-
Deterioro de activos	-	-	-	-	-	-	-	(71,446)	-	-	(71,446)
Ajustes a la depreciación	-	-	9)	-	-	-	-	-	-	-	9)
Al 31 de diciembre de 2020	<u>204,162</u>	<u>101,727)</u>	<u>447,202)</u>	<u>24,766)</u>	<u>1,568)</u>	<u>28,876)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4,982,934)</u>	<u>40,666)</u>	<u>5,831,901)</u>
Costo											
Depreciación acumulada	-	(206,329)	(890,959)	(43,517)	(6,276)	(62,992)	(5,547)	-	5,054,380)	40,666)	6,514,828)
Deterioro acumulado	-	-	(309)	-	-	-	-	-	(71,446)	-	(72,079)
Al 31 de diciembre de 2020	<u>204,162</u>	<u>101,727)</u>	<u>447,202)</u>	<u>24,766)</u>	<u>1,568)</u>	<u>28,876)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4,982,934)</u>	<u>40,666)</u>	<u>5,831,901)</u>
Año 2021											
Saldo inicial del costo neto en libros	204,162	101,727)	447,202)	24,766)	1,568)	28,876)	-	-	4,982,934)	40,666)	5,831,901)
Adiciones	-	86)	24,986)	-	-	1,256)	-	-	419,683)	(15,326)	430,685)
Capitalizaciones	-	172)	8,227)	-	31)	66)	-	-	(8,496)	-	-
Retiros	-	-	(1)	-	(37)	(380)	-	-	-	-	(418)
Transferencias	-	-	(72)	-	(49)	121)	-	-	-	-	-
Ajustes	-	-	-	-	(2)	-	-	2)	-	-	-
Depreciación del periodo	-	(2,707)	(19,947)	(1,439)	(235)	(1,684)	-	-	-	(26,012)	-
Depreciación de retiros	-	-	(1)	-	-	37)	380)	-	-	-	418)
Transferencias de depreciación	-	-	68)	-	-	49)	(117)	-	-	-	-
Gastos por operaciones discontinuas de activos fijos	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	(4)
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 de junio de 2021	<u>204,162</u>	<u>99,278)</u>	<u>460,464)</u>	<u>23,327)</u>	<u>1,364)</u>	<u>28,512)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5,394,123)</u>	<u>25,340)</u>	<u>6,236,570)</u>
Costo											
Depreciación acumulada	-	(206,587)	(924,099)	(43,517)	(6,307)	(64,226)	(5,288)	-	5,465,569)	25,340)	6,945,095)
Deterioro acumulado	-	(107,309)	(463,326)	(20,190)	(4,943)	(35,714)	(5,288)	-	(71,446)	-	(636,770)
Al 30 de junio de 2021	<u>204,162</u>	<u>99,278)</u>	<u>460,464)</u>	<u>23,327)</u>	<u>1,364)</u>	<u>28,512)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5,394,123)</u>	<u>25,340)</u>	<u>6,236,570)</u>



Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara - PMRT

A continuación, se detalla el estado del proyecto al 30 de junio de 2021:

a) Avance Físico Integral del PMRT

El avance integral del PMRT es de 95.27% Real vs 97.60% Programado.

Desde el 16 de marzo de 2020 Petroperú suspendió temporalmente las actividades de construcción del PMRT, manteniendo solo la ejecución de labores vinculadas a la seguridad industrial de las instalaciones y equipos y desde el 15 de junio de 2020 se han reiniciado progresivamente los trabajos en el PMRT cumpliendo los protocolos aprobados y establecidos en el Plan para la Vigilancia, Prevención y Control de COVID-19 del PMRT.

Al 30 de junio de 2021, se han aprobado las propuestas de cambio referentes a los impactos en plazo y costo durante el año 2020 originados por el Estado de Emergencia Nacional debido al COVID- 19.

Al 30 de junio de 2021, se encuentra aprobado el Cronograma Maestro nivel 3 revisión 9 presentado por Técnicas Reunidas. Para Unidades Auxiliares, se cuenta con estimación por CPT, la cual está sujeta a modificación cuando el Contratista EPC Cobra-SCL presente su Cronograma Maestro actualizado. Es preciso indicar que se viene llevando a cabo un proceso de revisión del cronograma, habiendo recibido por parte de Técnicas Reunidas una propuesta de revisión 10.

La composición del Costo (Avance Económico) del Proyecto, comparado con los desembolsos incurridos al 30 de junio de 2021, se detalla a continuación:

	30 de junio de 2021		Presupuesto total	
	Desembolso US\$000	Porcentaje de avance %	Planificado US\$000	Porcentaje total %
Técnicas Reunidas (TR) -				
Unidades de proceso	2,850,468	91.42	3,118,138	54.53
Consorcio Cobra SCL -				
Unidades auxiliares	749,545	88.48	847,124	14.81
Obras complementarias	269,542	74.21	363,215	6.35
Otros -				
Supervisión	300,982	85.99	350,009	6.12
Gestión	186,585	75.31	247,766	4.33
Contingencias	-	-	73,570	1.29
Intereses por financiamiento	628,730	87.50	718,525	12.57
	<u>4,985,852</u>		<u>5,718,347</u>	<u>100.00</u>

b) Avance EPC Unidades Auxiliares y Trabajos Complementarios - Contrato con Consorcio Cobra SCL UA&TC

El Avance Integral en el Contrato EPC con el Consorcio Cobra SCL UA&TC es de 88.05% Real VS. 94.05% Programado.

Cobra SCL UA&TC ha registrado avances en las actividades de Ingeniería, Procura y Construcción (EPC), según detalle:

- Avance de Ingeniería: 98.33% Real vs 99.83% Programado.
- Avance de Procura: 94.36% Real vs 96.80% Programado.
- Avance de Construcción: 84.84% Real vs 97.35% Programado.

Al 30 de junio de 2021 el monto ejecutado acumulado es de MMUS\$ 1,019.09.



c) Avance EPC Unidades de Proceso – Contrato con Técnicas Reunidas (TR)

El Avance Integral en el Contrato EPC con TR es de 97.43% Real vs. 98.27% Programado.

TR ha registrado avance en la actividad de construcción (C), según detalle:

- Avance de Ingeniería: 100%
- Avance de Procura: 99.97% Real vs 99.98% Programado.
- Avance de Construcción: 97.54% Real vs 98.83% Programado.

Al 30 de junio de 2021 el monto ejecutado acumulado es de US\$2,850.47.

d) Gestión

Estructura financiera del PMRT

La estructura financiera del PMRT es la siguiente:

- Aporte de Capital: US\$325 millones.
- Recursos Propios: US\$809 millones.
- Emisión de Bono I (15 y 30 años): US\$2,000 millones.
- Financiamiento garantizado por la Compañía de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE): US\$1,300 millones.
- Préstamos FIEM: US\$148 MM (en proceso de estructuración).
- Emisión de Bono II: US\$1,000 millones.

e) Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias.

La mano de obra total al 29 de junio de 2021 fue de 6,867 puestos de trabajo; la mano de obra local no calificada tuvo una participación de 96% (de un total de 973 No Calificados), superando el mínimo establecido en el EIA (70%). En tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 48.9% (de un total de 5,894 Calificados).

13 OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, este rubro comprende:

	<u>2021</u> US\$000	<u>2020</u> US\$000
Pasivos corrientes		
Préstamos bancarios sin garantía	548,006	1,186,759
Intereses devengados	<u>5,363</u>	<u>9,889</u>
	<u>553,369</u>	<u>1,196,648</u>
Pasivos no corrientes		
Bonos corporativos (i)	3,129,112	1,986,594
Préstamo CESCE (ii)	<u>1,235,876</u>	<u>1,231,156</u>
	<u>4,364,988</u>	<u>3,217,750</u>

- i) El 12 de junio de 2017, la Compañía emitió bonos en el mercado internacional por US\$2,000,000 miles bajo la regla 144A y la Regulación S, que son excepciones ("Safe-harbors") al marco regulatorio americano (US Securities Act - 1933 y US Securities Exchange Act -1934) que permiten que emisores extranjeros ofrezcan, coloquen y/o revendan valores, sin necesidad de registrarlas ante la comisión de valores de entidades registrantes de valores en la bolsa de Nueva York (SEC). Los fondos recibidos se han destinado al Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara.

A continuación, un detalle de los bonos emitidos:

- 2032 Notes, importe principal por US\$1,000,000 miles con pago de cupones semestrales a tasa fija de 4.750% anual, por un plazo de 15 años. Los cupones se pagan desde diciembre de 2017 y el pago del principal tendrá lugar en la fecha de vencimiento de los bonos. Los costos transaccionales ascendieron a US\$6,023 miles, los cuales se encuentran netos del pasivo.



- 2047 Notes, importe principal por US\$2,000,000 miles (US\$1,000,000 miles recibidos en la primera emisión de junio 2017 y US\$1,000,000 miles adicionales resultado de reapertura de bonos en febrero 2021), a tasa fija de 5.625% anual, por un plazo de 30 años. El pago de los cupones es semestral, a partir diciembre de 2017 y el pago del principal tendrá lugar en la fecha de vencimiento de los bonos. Los costos transaccionales ascendieron a US\$9,101 miles y los ingresos financieros por efecto del valor sobre la par de los bonos al momento de la reapertura por US\$145,180 miles (US\$ 144,236 miles valor amortizado a junio 2021).

El contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con compromisos financieros (*covenants*); sin embargo, requiere que se suministre información financiera a los bonistas.

Los bonos emitidos no cuentan con garantías específicas contractuales; no obstante, la Ley N°30130 aprueba el otorgamiento de garantías del Gobierno Nacional hasta por US\$1,000 millones (Nota 1-a).

- ii) El 31 de enero de 2018, se suscribió el contrato del préstamo Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE) siendo el agente administrativo Deutsche Bank SAE por US\$1,300,000 miles. Al 30 de junio de 2020 se recibieron:
- US\$1,236,717 miles desembolsados en el 2018, destinados a reembolsar a las distintas fuentes de financiamiento utilizadas para el pago de facturas del PMRT, correspondientes al EPC con Técnicas Reunidas hasta noviembre 2018.
 - US\$40,111 miles desembolsados en el 2020, destinados a reembolsar a las distintas fuentes de financiamiento utilizadas para el pago de facturas del PMRT, correspondientes al EPC con Técnicas Reunidas hasta febrero 2020.
 - US\$14,088 miles desembolsados en el 2020, destinados a reembolsar a las distintas fuentes de financiamiento utilizadas para el pago de facturas del PMRT, correspondientes al EPC con Técnicas Reunidas hasta noviembre 2020.

Los costos transaccionales se conforman por la comisión de desembolso por US\$61,880 miles (US\$ 55,040 miles valor amortizado a junio 2021) y otros costos de estructuración por US\$16,000 miles. Los intereses se pagan de forma semestral a partir de mayo de 2019 con vencimiento en el 2031 sobre la base de la tasa de interés fija de 3.285%.

El monto pendiente de desembolsar al 31 de diciembre de 2020 asciende a US\$9,084 miles y será recibido el segundo semestre 2021.

El préstamo CESCE no cuenta con garantías específicas contractuales por parte de la Compañía ni del estado peruano, no obstante, se encuentra garantizado en un 99% por el Gobierno español a través del CESCE.

Como parte del contrato suscrito la Compañía se encuentra obligada al cumplimiento de compromisos financieros (*covenants*), dichos compromisos son medidos trimestralmente, siendo los siguientes:

- Ratio de endeudamiento
- Cobertura de servicio de deuda
- Financiamiento directo para inversión en el PMRT

Al 30 de junio de 2021, la Compañía cumplió con los compromisos establecidos en el contrato de financiamiento.

- a) Términos y calendario de reembolso de la deuda -

Los términos y condiciones de los préstamos pendientes son como sigue:



	Moneda original	Tasa de interés nominal	Vencimiento	Al 30 de junio de 2021		Al 31 de diciembre de 2020	
				Valor nominal	Importe en libros	Valor nominal	Importe en libros
				US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Préstamos bancarios sin garantía	Soles	0.74% - 1.75%	2020	-	-	80,022	80,022
Préstamos bancarios sin garantía	Dólares	0.24% - 1.95%	2020	-	-	1,106,737	1,106,737
Préstamos bancarios sin garantía	Dólares	0.15% - 3.95%	2021	548,006	548,006	-	-
Préstamos CESCE	Dólares	3.29%	2031	1,290,916	1,235,876	1,290,916	1,231,156
Bonos Corporativos	Dólares	4.75%	2032	1,000,000	993,977	1,000,000	993,772
Bonos Corporativos	Dólares	5.63%	2047	2,000,000	2,135,135	1,000,000	992,822
Intereses devengados				-	5,363	-	9,889
				<u>4,838,922</u>	<u>4,918,357</u>	<u>4,477,675</u>	<u>4,414,398</u>

El importe en libros corresponde al costo amortizado de las obligaciones financieras descontando a la tasa efectiva.

b) Movimiento de las obligaciones financieras -

El movimiento de la deuda por obligaciones financieras ha sido el siguiente:

	Préstamos bancarios sin garantía US\$000	Bonos corporativos US\$000	Préstamo CESCE US\$000	Total US\$000
Saldo al 1 de enero de 2021	1,189,246	1,990,584	1,234,568	4,414,398
Nuevos préstamos	1,005,005	1,000,000		2,005,005
Pagos del principal	(1,643,759)	-	-	(1,643,759)
Costo amortizado/prima emisión		142,454	4,784	147,238
Interés devengado	2,047	81,407	21,321	104,775
Interés pagado	(3,979)	(80,000)	(25,321)	(109,300)
Saldo al 30 de junio de 2021	<u>548,560</u>	<u>3,134,445</u>	<u>1,235,352</u>	<u>4,918,357</u>

14 CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, este rubro comprende:

	2021 US\$000	2020 US\$000
Proveedores extranjeros de crudo y productos refinados	828,057	615,447
Proveedores nacionales de crudo y productos refinados	141,546	60,882
Proveedores de bienes y servicios	137,075	105,882
Empresas navieras y operadoras de terminales y plantas de venta	28,251	25,357
	<u>1,134,929</u>	<u>807,568</u>

Los principales proveedores del exterior son BP Products North America INC al que se le adeuda US\$ 139,317 miles (equivalente a S/ 538,600 miles), US\$49,601 miles (equivalente a S/ 191,757 miles) al 31 de diciembre de 2020; Valero Marketing and Supply Company al que se le adeuda US\$99,412 miles (equivalente a S/ 384,327 miles), US\$132,592 miles (equivalente a S/ 477,605 miles) al 31 de diciembre de 2020 y Trafigura Ltd al que se le adeuda US\$44,186 miles (equivalente a S/ 170,823 miles), US\$104,179 miles (equivalente a S/ 345,562 miles) al 31 de diciembre de 2020.

Al 30 de junio de 2021, el principal proveedor nacional de crudo es Petrotal Perú S.R.L. cuyo saldo asciende a US\$71,415 miles equivalente a S/ 268,012 miles (US\$14,310 miles equivalente a S/ 51,199 al 31 de diciembre de 2020).



Al 30 de junio de 2021, los principales proveedores de servicios son Consorcio Cobra SCL UA&TC cuyo saldo asciende a US\$70,703 miles equivalente a S/ 280,985 miles (US\$20,955 miles equivalente a S/75,880 miles al 31 de diciembre de 2020), Técnicas Reunidas de Talara Sociedad cuyo saldo asciende a US\$8,917 miles equivalente a S/35,107miles (US\$13,064 miles equivalente a S/47,073 miles al 31 de diciembre de 2020) y Corporación Petrolera S.A.C. cuyo saldo asciende a US\$ 5,120 miles equivalente a S/19,764 miles (US\$2,808 miles equivalente a S/10,167 miles al 31 de diciembre de 2020).

Esta cuenta refleja las obligaciones de la Compañía relacionadas con la adquisición de petróleo crudo y de productos refinados con los servicios de transporte de operación de plantas y con la adquisición de suministros y repuestos. Las facturas se emiten en dólares estadounidenses, son de vencimiento corriente, no generan intereses y la Compañía no ha otorgado garantías específicas.

15 OTRAS PROVISIONES

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, este rubro comprende:

	<u>2021</u> <u>US\$000</u>	<u>2020</u> <u>US\$000</u>
Corriente		
Provisión para mejoras del ambiente (a)	14,822	18,709
Provisiones para reclamos civiles (b)	1,080	103
Provisiones para reclamos laborales	2,190	2,073
Provisión de taponamiento de pozos	499	532
Provisión para pensiones de jubilación	14	20
Provisión desvinculación laboral	2,458	2,622
Otras provisiones	136	145
	<u>21,199</u>	<u>24,204</u>
No corriente		
Provisión mejoras para del ambiente (a)	12,481	12,518
Provisión desvinculación laboral	1,762	1,880
Provisión para pensiones de jubilación	35	36
	<u>14,278</u>	<u>14,434</u>
	<u>35,477</u>	<u>38,638</u>

El movimiento de las otras provisiones es como sigue:

	<u>Provisión para mejoras del ambiente</u> <u>US\$000</u>	<u>Provisión para reclamos civiles</u> <u>US\$000</u>	<u>Provisión para reclamos laborales</u> <u>US\$000</u>	<u>Provisión para taponamiento de pozos</u> <u>US\$000</u>	<u>Provisión para pensiones de jubilación</u> <u>US\$000</u>	<u>Provisión desvinculación laboral</u>	<u>Otras provisiones</u> <u>US\$000</u>	<u>Total</u> <u>US\$000</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2020	31,227	103	2,073	532	56	4,502	145	38,638
Provisiones del año (Nota 21)	-	998	511	-	-	-	-	1,509
Pagos	(3,298)	-	(277)	-	(4)	-	-	(3,579)
Reversión de provisiones no usadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencia tipo de cambio	(626)	(21)	(117)	(33)	(3)	(282)	(9)	(1,091)
Saldo al 30 de junio 2021	<u>27,303</u>	<u>1,080</u>	<u>2,190</u>	<u>499</u>	<u>49</u>	<u>4,220</u>	<u>136</u>	<u>35,477</u>

a) Provisión para restauración del ambiente y taponamiento de pozos -

Durante el primer semestre 2021, se registró un (01) derrame significativo en el ONP y durante el año 2020 la Compañía registró tres (03) derrames significativos, los cuales están en investigación de forma conjunta con OSINERGMIN.



La Compañía, como parte de la aplicación de su plan de contingencia, contrató a empresas especializadas, para la ejecución de las labores de contención de los derrames y remediación ambiental en las zonas afectadas.

El movimiento de la provisión para mejoras del ambiente se detalla a continuación:

	Saldos al 1 de enero US\$000	Pagos US\$000	Provisión y actualización US\$000	Saldos al 31 de marzo US\$000
Año 2021				
Lote 8	2,126	-	-	2,126
Lote X	4,022	(58)	-	3,964
Pampilla	(97)	(59)	-	(156)
Lubricantes	118	-	-	118
Terminales del Norte	341	-	-	341
Terminales del Sur	104	-	-	104
Terminales del Centro	1,639	-	-	1,639
Sistema Eléctrico Gas Natural	20	-	-	20
Total Unidades Privatizadas	<u>8,273</u>	<u>(117)</u>	<u>-</u>	<u>8,136</u>
Operaciones Talara	4,879	(772)	-	4,107
Operaciones Conchán	911	-	-	911
Operaciones Oleoducto	13,776	(2,409)	-	11,367
Operaciones Refinería Iquitos	1,400	-	-	1,400
Operaciones Comerciales	603	-	-	603
Gerencia Exploración y Explotación	959	-	-	959
Total de Unidades Propias	<u>22,528</u>	<u>(3,181)</u>	<u>-</u>	<u>19,347</u>
Total	<u>30,801</u>	<u>(3,298)</u>	<u>-</u>	<u>27,503</u>
Diferencia de tipo de cambio	426	-	-	(200)
	<u>31,227</u>			<u>27,303</u>

b) Provisión para reclamos civiles -

Al 30 de junio de 2021, la Compañía ha estimado una provisión por US\$1,080 miles (equivalente a S/4,174 miles), de las cuales está conformado por: US\$983 miles (equivalente a S/3,800 miles) de Covise S.A., US\$50 miles (equivalente a S/195 miles) de un proceso administrativo con el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, AFP's US\$26 miles (equivalente a S/98 miles), Comercial Import.Ferretera del Amazonas SAC por US\$21 miles (equivalente a S/80 miles).

16 PATRIMONIO

a) Capital social –

Al 30 de junio del 2021, el capital autorizado, suscrito y pagado está representado por 5,368,412,525 acciones comunes (5,368,412,525 al 31 de diciembre de 2020), cuyo valor nominal es de un sol cada una. Al 30 de junio de 2021 la composición del accionariado que participa del capital emitido de la Compañía comprende:

Clase	Número de acciones	Porcentaje %
A	4,294,730,020	80
B	1,073,682,505	20
	<u>5,368,412,525</u>	<u>100</u>

Las acciones clase "A" tienen derecho a voto, pero son acciones indivisibles, intransferibles e inembargables y no podrán ser objetivo de garantía mobiliaria, usufructo o de afectación alguna.

Las acciones clase "B" tienen derecho a voto y podrán ser transferidas a través de mecanismos centralizados de negociación del Mercado de valores.



b) Capital adicional -

En la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de julio de 2020 se aprobó el aumento de capital social por US\$153,857 miles (equivalente a S/517,517 miles) como resultado de la capitalización de utilidades distribuibles del año 2019.

c) Reserva legal -

De acuerdo con el artículo 229 de la Ley General de Sociedades, se debe constituir una reserva legal con la transferencia de no menos del 10% de la ganancia neta anual hasta alcanzar el 20% del capital pagado. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal podrá ser aplicada a la compensación de pérdidas, debiendo ser repuesta con las utilidades de ejercicios posteriores.

En mención a la norma, la reserva legal registrada al 30 de junio de 2021 asciende a US\$69,210 miles (equivalente a S/232,222 miles).

17 INGRESO DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021 US\$000	2020 US\$000	2021 US\$000	2020 US\$000
Ventas nacionales	420,507	1,080,829	1,311,640	2,033,229
Ventas nacionales	853,938	420,507	1,708,037	1,311,640
Fondo de Estabilización de Precios (*) (Nota 9)	13,483	(13,377)	13,495	(31,773)
Ingresos relacionados con actividades ordinarias	601	605	1,467	1,302
	868,022	407,735	1,722,999	1,281,169
Ventas al exterior	54,369	28,463	85,722	139,505
	922,391	436,198	1,808,721	1,420,674

(*) El Fondo de estabilización de precios se aplica a algunos productos como GLP-E, Diésel B5, Diésel B5 S-50 y petróleo industrial 6.

Al 30 de junio de 2021 y de 2020, las ventas se descomponen como sigue:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021 US\$000	2020 US\$000	2021 US\$000	2020 US\$000
Ventas nacionales:				
Diesel varios	427,984	217,668	858,642	724,107
Gasolinas	237,069	102,868	457,381	351,559
Crudo ONO	114,56	144,608	254,124	80,482
Petróleos Industriales	26,681	21,200	40,875	46,058
GLP	35,653	14,943	66,919	42,566
Turbo A1	6,961	4,061	11,707	16,938
Asfaltos	13,558	664	22,738	10,604
Solventes	2,537	1,105	5,582	4,645
Nafta primaria y otros	3,018	618	5,031	4,210
Total ventas nacionales	868,022	407,735	1,722,999	1,281,169



Petróleos Industriales	1,734	481	2,507	12,679
Crudo ONO	-	18,609	-	78,465
Diesel varios	18,374	759	33,551	18,892
Turbo	6,196	1,611	11,965	17,957
Gasolinas	3,491	-	12,493	4,093
Asfaltos	797	190	1,428	606
Nafta Craqueada ADQ. (Exp)	1,325	-	1,325	-
Residual primaria/ crudo	-	6,813	-	6,813
Crudo Gran Tierra Lote 95	<u>22,452</u>	<u>-</u>	<u>22,453</u>	<u>-</u>
Total ventas al exterior	<u>54,369</u>	<u>28,463</u>	<u>85,722</u>	<u>139,505</u>
Total	<u>922,391</u>	<u>436,198</u>	<u>1,808,721</u>	<u>1,420,674</u>

18 COSTO DE VENTAS

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Inventario inicial de existencias	466,443	456,561	360,902	589,236
Compras de petróleo crudo, productos refinados y suministros	780,086	315,198	1,567,075	1,150,707
Gastos operativos de producción (a)	59,042	54,224	117,708	122,978
Inventario final de existencias	(476,728)	(413,562)	(476,728)	(413,562)
	<u>828,843</u>	<u>412,421</u>	<u>1,568,957</u>	<u>1,449,359</u>

(a) La composición de los gastos operativos de producción es como sigue:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Servicios de terceros (*)	34,894	30,039	68,261)	70,013
Depreciación (Nota 13)	9,117	9,010	18,012	17,982
Cargas de personal (Nota 22)	8,262	9,590	17,012	22,486
Seguros	3,054	4,970	6,532)	8,667
Depreciación por derecho de uso	3,581	452	6,185	3,163
Otros materiales y suministros de producción	(208)	112	261)	210
Cargas diversas de gestión	1	1	15	22
Amortización	-	-	1)	-
Participación de los trabajadores (Nota 22)	-	-	-	-
Otros	<u>341</u>	<u>50</u>	<u>1,430</u>	<u>435)</u>
	<u>59,043</u>	<u>54,224</u>	<u>117,708)</u>	<u>122,978</u>

(*) Incluye lo siguiente:



	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Fletes y gastos transporte terrestre	15,633	11,392	30,017)	23,529
Almacenamiento de productos	3,593	4,352	7,191	8,212
Servicios de mantenimiento y reparación	3,603	3,720	7,120	10,226
Otros fletes	3,502	2,758	6,038)	7,204
Despacho de productos	2,158	1,697	5,050	5,474
Energía y agua	1,132	1,328	2,494	3,290
Almacenamiento y despacho (PNP)	1,049	1,298	2,074	2,136
Protección y seguridad industrial	1,045	575	1,930	1,673
Alimentación y alojamiento	1,043	721	1,865	1,665
Publicidad	534	207	1,313	778
Fletes y gastos transporte marítimo	-	602	-)	2,170
Servicios de terceros varios	1,602	1,389	3,169	3,656
	<u>34,894</u>	<u>30,039</u>	<u>68,261</u>	<u>70,013</u>

19 GASTOS DE VENTA Y DISTRIBUCIÓN

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Cargas de personal (Nota 22)	4,699	4,935	9,447	11,873
Tributos	3,420	1,946	7,210	6,495
Servicios de terceros (a)	1,776	1,441	3,546	3,429
Depreciación (Nota 13)	1,776	1,457	5,965	2,958
Seguros	771	1,268	1,637	2,209
Materiales y suministros	652	869	1,611	1,616
Cargas diversas de gestión	28	78	107	90
Depreciación derecho de uso	27	31	56	64
Cuenta de cobranza dudosa	-	-	-	-
Participación de los trabajadores (Nota 22)	-	-	-	-
	<u>13,149</u>	<u>12,025</u>	<u>29,579</u>	<u>28,735</u>

(*) Incluye lo siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Servicios de mantenimiento y reparación	477	547	905	1,193
Servicios de terceros varios	588	383	1,078	988
Protección y seguridad industrial	516	318	1,093	700
Alquileres	63	73	217	229
Energía y agua	85	66	150	150
Alimentación y alojamiento	27	35	60	79



Gastos de viaje y transferencias	13	16	29	71
Fletes y gastos otros fletes	7	3	14	20
	<u>1,776</u>	<u>1,441</u>	<u>3,546</u>	<u>3,429</u>

20 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Cargas de personal (Nota 22)	15,362	14,275	29,689	35,545
Servicios de terceros (a)	9,679	6,978	16,742	13,538
Cargas diversas de gestión	449	419	1,517	2,802
Depreciación (Nota 13)	992	1,157	2,041	2,335
Tributos	558	826	2,357	2,140
Amortización	594	550	1,146	1,101
Contingencias civiles y laborales	1,401	-	1,509	1,224
Depreciación por derecho en uso	296	442	487	593
Materiales y suministros	142	(294)	447	10
Seguros	126	207	314	403
Participación de los trabajadores (nota 22)	-	-	-	-
	<u>29,599</u>	<u>24,560</u>	<u>56,250</u>	<u>59,691</u>

(a) Incluye lo siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Asesoría, peritaje y auditorias	2,299	721	4,648	1,336
Servicios de mantenimiento y reparación	1,903	1,250	3,035	3,253
Servicios de Outsourcing IBM	1,763	2,261	2,697	2,702
Protección y seguridad industrial	950	535	1,774	1,430
Servicios temporales	914	409	1,283	772
Servicios de terceros - Varios	683	958	1,280	1,932
Fletes y otros fletes	482	443	836	986
Gastos bancarios	402	144	609	374
Servicios médicos	125	93	294	228
Publicidad	101	129	197	314
Gastos de viaje y transferencias	57	35	89	211
	<u>9,679</u>	<u>6,978</u>	<u>16,742</u>	<u>13,538</u>

21 CARGAS DE PERSONAL

Este rubro comprende:



	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Sueldos y salarios	12,188	13,215	24,446	26,82
Bonificaciones	4,952	6,287	10,346	19,296
Contribuciones sociales	4,594	3,216	8,023	8,789
Gratificaciones	2,318	2,364	4,633	5,155
Compensación por tiempo de servicios	1,616	1,806	3,407	4,058
Compensación Trabajo remoto	231	-	231	-
Vacaciones	1,009	1,116	1,973	2,306
Alimentación	684	616	1,386	1,484
Sobretiempo	209	115	464	379
Movilidad	70	60	146	312
Otros	452	6	1,093	1,299
	<u>28,323</u>	<u>28,801</u>	<u>56,148</u>	<u>69,904</u>

22 OTROS INGRESOS Y GASTOS

Los otros ingresos y otros gastos, comprenden:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Otros ingresos				
Consortio Terminales	1,690	-	1,690	-
Devolución de proveedor por saldo a favor en compra de producto	-	-	2,096	-
Reclamos y/o indemnizaciones (seguros/ incumplimiento)	5,938	466	8,004	1,393
Servicios operaciones marítimas	915	930	1,841	1,626
Servicio de operación de estaciones de combustible y cisternas a compañías mineras	519	-	1,289	-
Otros ingresos	976	251	1,449	481
Recupero de tarifa por uso de puerto de carga en Pucallpa	167	183	398	472
Recupero provisiones laborales (12)	-	-	47
Recupero siniestros del OLE	-	1,384	-	1,384
	<u>10,193</u>	<u>3,214</u>	<u>16,767</u>	<u>5,403</u>

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Otros gastos				
Costo neto enajenación de activos mantenidos para la venta	(4)	(6)	(4)	(30)
Provisión por siniestros en oleoducto	-	(371)	-	(371)
	<u>(4)</u>	<u>(377)</u>	<u>(4)</u>	<u>(401)</u>



23 IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El gasto por impuesto a las ganancias se reconoce de acuerdo con la estimación de la Gerencia de la tasa de impuesto a las ganancias anual esperada para el año financiero completo. La tasa efectiva anual estimada utilizada para los años 2021 y 2020 es del 57.5% y 61.0% respectivamente.

24 CONTINGENCIAS

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, la Compañía mantiene pendientes de resolución las siguientes demandas laborales, civiles, tributarias y aduaneras de naturaleza contingente consideradas como posibles:

	<u>2021</u> US\$000	<u>2020</u> US\$000
Procesos civiles	33,395	24,780
Procesos tributarios y aduaneros	48,257	33,757
Procesos laborales	<u>14,637</u>	<u>15,615</u>
	<u>96,289</u>	<u>74,152</u>

El movimiento de las contingencias se detalla a continuación:

	<u>Saldos al 1</u> <u>de enero 2021</u> US\$000	<u>Adiciones</u> US\$000	<u>Deducciones</u> US\$000	<u>Saldos al 30</u> <u>de junio 2021</u> US\$000
Procesos civiles	24,780	11,790 (3,175)	33,395
Procesos tributarios y aduaneros	33,757	15,499 (999)	48,257
Procesos laborales	<u>15,615</u>	<u>-</u> (<u>978</u>)	<u>14,637</u>
	<u>74,152</u>	<u>27,289</u> (<u>5,152</u>)	<u>96,289</u>

25 GANANCIAS (PÉRDIDAS) BÁSICAS Y DILUÍDAS POR ACCIÓN

El cálculo de las ganancias básicas y diluidas por acción al 30 de junio de 2021 y de 2020, que se expresan por el mismo valor al no existir acciones con efecto dilutivo, se presenta a continuación:

	<u>Utilidad</u> US\$000	<u>Promedio ponderado</u> <u>de Acciones en</u> <u>circulación (en miles)</u>	<u>Utilidad</u> <u>por acción</u>
Al 30 de junio de 2021			
Utilidad/(pérdida) por acción básica y diluida	70,869	5,368,412	0.013
Al 30 de junio de 2020			
Utilidad/(pérdida) por acción básica y diluida	(196,776)	4,850,895 (0.041)

26 GARANTIAS

Garantías y cartas fianzas -

Al 30 de junio de 2021 la Compañía mantiene cartas fianzas emitidas por instituciones financieras locales a favor de proveedores por US\$26,140 miles (equivalente a S/101,058 miles) y por US\$39,636 miles.

Las garantías relacionadas a las obligaciones financieras se encuentran reveladas en la Nota 14.



27 PARTES RELACIONADAS

El Gobierno peruano es dueño de las acciones de capital de la Sociedad y está representado por cada miembro de la Junta General de Accionistas. Según el vigésimo tercer artículo del Estatuto de PETROPERU S.A., la Junta General de Accionistas se compone de cinco miembros en representación de las acciones de clase "A" y "B" de propiedad del Estado peruano: El Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá y cuatro miembros en representación del Estado peruano designado por Decreto Supremo. Las transacciones entre la Sociedad y el gobierno peruano y el Ministerio de Energía y Minas están relacionados con las transacciones con los accionistas.

28 EVENTOS POSTERIORES

Mediante Decreto Supremo N° 131-2021-PCM de fecha 09.07.2021, el Gobierno Peruano prorrogó hasta el 31 de agosto de 2021, el Estado de Emergencia Nacional, el mencionado decreto sigue estableciendo restricciones en el ámbito de las actividades comerciales y culturales, y actividades recreativas, hoteles y restaurantes. No obstante, la Compañía continúa con sus operaciones, al amparo del Decreto Supremo N°044-2020-PCM que garantiza el abastecimiento de alimentos y prestación de servicios de salud, así como la continuidad de otras industrias; en ese sentido, la Compañía al dedicarse a la refinación y comercialización de combustible, se encuentra considerada como servicio complementario y conexo para la adquisición, producción y abastecimiento de alimentos y prestación de servicios de salud y que, por lo tanto, se encuentra vinculada a la cadena productiva de bienes y servicios que no pueden paralizarse, al ser considerados esenciales.

Posterior al 30 de junio de 2021 y a la fecha de aprobación de los estados financieros, no han ocurrido otros eventos, en adición al mencionado en los párrafos precedentes, que requieran ajustar las partidas de los estados financieros o ser revelados en sus notas.