

Whether Kazakhstan Need the Fourth Refinery?

Нужен ли Казахстану четвертый НПЗ?

Ivan Khomutov, Research Projects Director of Petromarket RG LLC (Moscow, Russia)

Иван Хомутов, директор по исследовательским проектам ООО «ИГ «Петромаркет» (г. Москва, Россия)
E-mail: khomutov@petromarket.ru

Currently the Kazakhstan market of all light oil products is scarce - volumes of production of gasoline, diesel oil and aviation kerosene by local Oil Refineries is not enough to cover the domestic market's demand for these types of fuels. Basically, this deficit is covered by the import of oil products from Russia. So, on average for the period from 2011 to 2015 about 30% of demand for gasoline and jet fuel and 10% demand for diesel fuel covered at the expense of imports from the Refineries of the northern neighbor.

A key reason for today, that Kazakhstan is not able to achieve self-production of oil products is the technological backwardness of the local refineries. So, from data provided in the Table 1 and in the Figure 1, it becomes clear that the refinery process in Kazakhstan characterized by lack of deepen processes capacities. For example, in

2015 the potential raw materials for deepen processes can be estimated at 6.5 million tons. While total power of plants that could recycle raw materials accounted only 2.79 million tons¹. The consequence of this imbalance is the high yield of dark petroleum products (fuel oil and vacuum gas oil) with a lack of light petroleum products.

To ensure the development of oil refinery is intended large-scale modernization program of the three major Kazakhstan Refineries - Pavlodar Petrochemical Plant (Pavlodar Oil Chemistry Refinery), Atyrau Refinery (AR) and Shymkent Oil Refinery (Petrokazakhstan Oil Products (PKOP) - is launched in 2009. However, judging from the statements in the press, the government of the state and the industry believes that the implementation of this programme will only temporarily eliminate dependence of the

¹ This figure includes fluid catalytic cracking unit with a capacity of 1.25 million tonnes per year at the Pavlodar Petrochemical Plant and coking unit at the Atyrau Refinery and the Pavlodar Petrochemical Plant with a capacity of 0.72 and 0.60 mln tonnes per year, respectively.

Table 1.
Oil refining and production of main oil products in Kazakhstan in 2011-2015

	2011	2012	2013	2014	2015
Oil refining, thsd. t	15 050.2	15 094.0	15 272.3	16 329.9	15 007.7
Light petroleum products output, %	48.6%	50.0%	48.2%	47.4%	47.8%
Motor gasoline, thous. t	2 785.7	2 879.9	2 734.6	3 008.6	2 860.4
Diesel fuel, thous. t	4 135.6	4 242.5	4 210.5	4 310.3	4 008.7
Jet fuel, thous. t	387.1	421.1	415.2	415.1	307.7
Heavy petroleum products output, %	35.8%	36.2%	36.6%	33.4%	35.4%
Vacuum gas oil, thous. t	1 047.6	1 548.4	1 883.6	1 839.9	1 701.6
Fuel oil, thous. t	4 343.0	3 911.3	3 699.5	3 616.2	3 609.0

Source: analysis of Petromarket RG based on data of IAC NG JSC



Republic of Kazakhstan from Russia in petroleum products supply. In the foreseeable future, with the growth of domestic demand for light oil products, the market once again run shortage, and along with it returns dependence on Russian imports. From this perspective, if we follow the logic of energy independence, implies the need for additional refining capacity development.

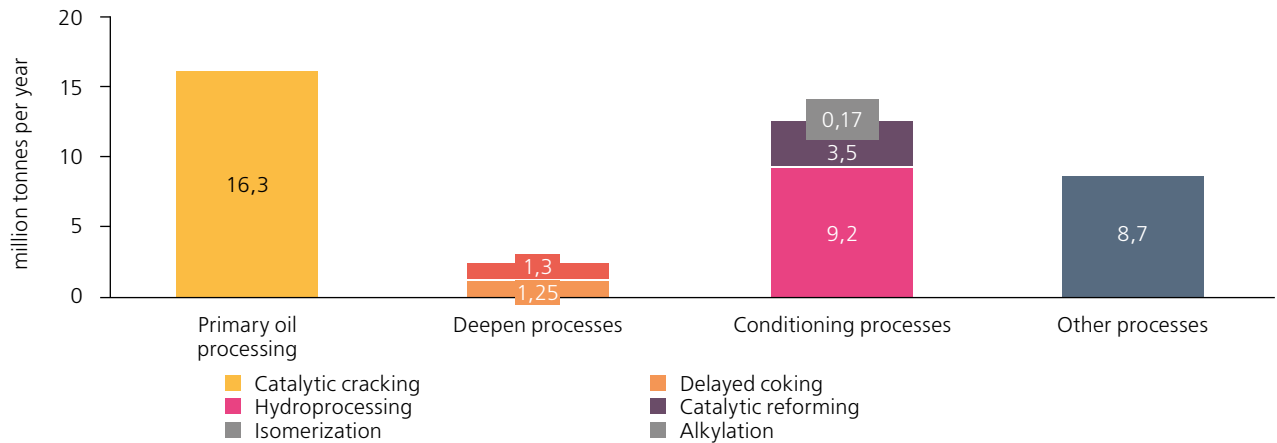
One of the ways of that development is the construction in Kazakhstan new, 4-th Oil Refinery. Management of the industry prefers this way, which considered as the basic version of a plant construction with a capacity not less than 6 million tons with processing depth - not less than 95%. But whether Kazakhstan need such an enterprise?

In order to answer this question, it is necessary to undertake a detailed analysis of:

- programme for the modernization of existing in the Republic oil refineries with a view to assessing production potential of light oil in the long term;
- the dynamics of demand for basic light oil in Kazakhstan in the retrospective period with following forecast for the period up to 2030;

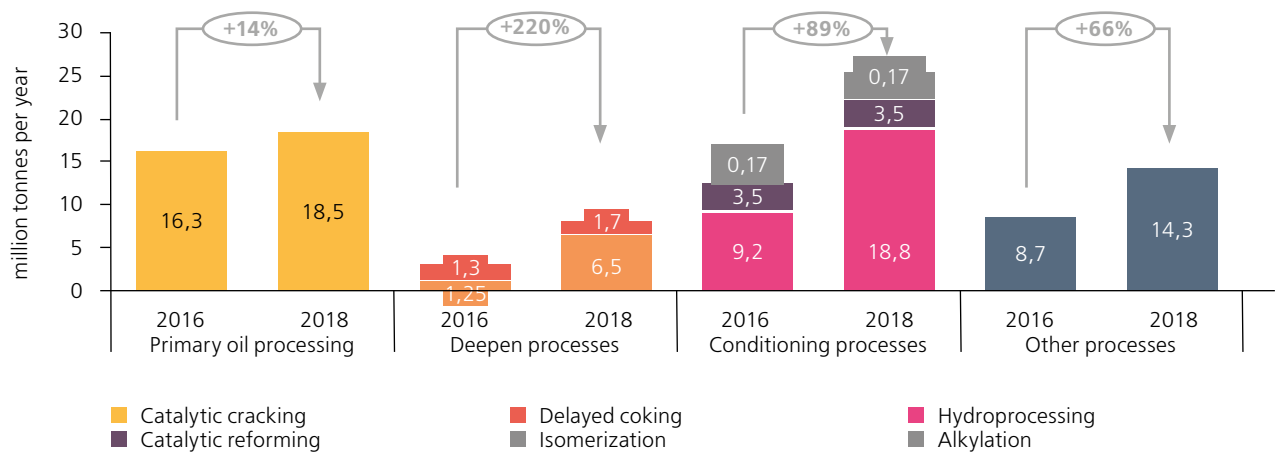


Fig. 1.
Capacity of primary and secondary oil processing units on 3 largest Refineries of Kazakhstan as of May 1, 2016



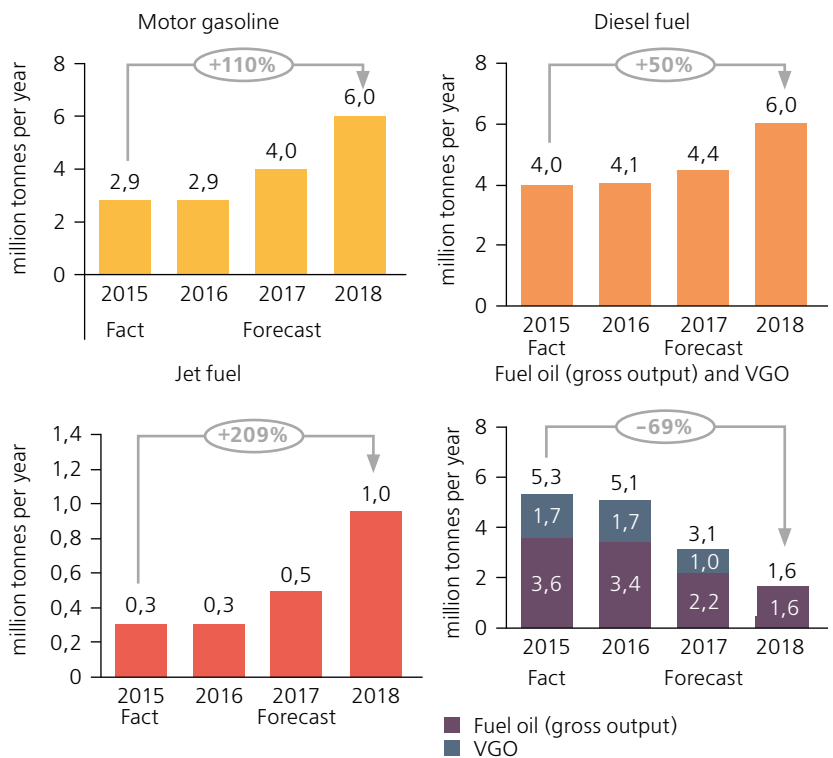
Source: Petromarket RG

Fig. 2.
Changing of units primary and secondary oil processing capacity on 3 largest Refineries of the RoK according to the results of their modernization



Source: Petromarket RG

Fig. 3.
Oil products production in RoK in 2015-2018



Source: Petromarket RG

• balances of supply and demand of light oil in neighboring Kazakhstan states to determine potential market niches of the 4-th Refinery in case it will focus at least partly for export.

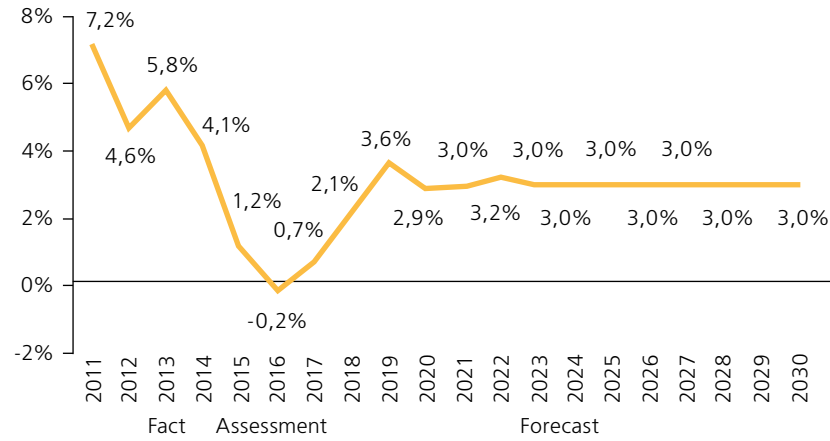
This analysis will help to understand, is there enough or not modernization of existing production facilities for Kazakhstan entering to the self-production of light oil, and which restrictions on the petroleum products export have the local refineries.

The answers to these questions are revealed in recently prepared by me and my colleagues study «Whether Kazakhstan need the 4-th Refinery?», which is available on our website - Petromarket RG. The material is volumetrical, so the following are only the main results of the study.

I'll start with the results of the modernization program analysis of the existing refineries in the Republic.

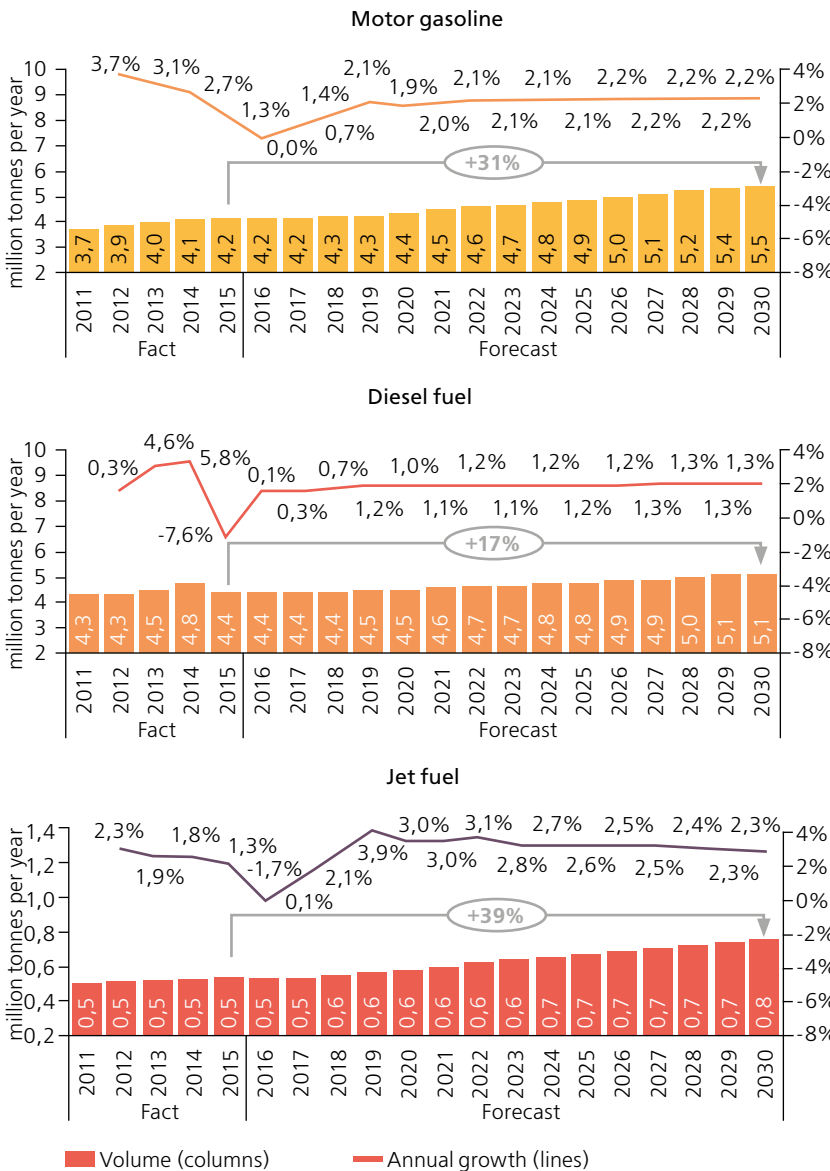
By May 1, 2016 - the date of calculations preparation, presented in article - some of the projects

Fig. 4.
Real GDP growth in Kazakhstan in 2011-2030



Source: The Committee on statistics of the Republic of Kazakhstan, Petromarket RG

Fig. 5.
Forecast of demand for motor gasoline, diesel fuel and jet fuel in the Republic of Kazakhstan till 2030



Source: Petromarket RG

planned in the modernization program has been completed.

First and foremost, this is the Complex of production aromatics (KPA) with a capacity of 1 million tonnes per year at Atyrau Refinery. It is provided fuel and petrochemical options of complex operation. When the fuel option at KPA per year will be produced up to 830 thous. t component of high-octane gasoline. When the petrochemical option at the complex will be produced benzene (volume of production 130 thousand tonnes per year) and paraxylene (volume of production - 500 thousand tonnes per year) - valuable raw materials for further petrochemical processing. Production of gasoline component will be only 140 thousand tonnes per year.

In addition, to date, at the PKOP carried out reconstruction of diesel hydro treating unit with capacity increased to 1.5 million tonnes per year and put into operation sulphur production unit with capacity of 4 thousand tonnes per year.

Major modernization programme projects are currently under implementation. These are deep oil refining complex at Atyrau Refinery, catalytic cracking complex in PKOP, light naphtha isomerization unit at all three plants. The program also provides an increase in the capacity of primary processing, reconstruction of some elevating processes units with a view to moving the Refinery in Kazakhstan on the production of motor fuels of environmental classes K4 and K5, reconstruction coking units with increased capacity.

Completion of the Atyrau Refinery modernization is expected in 2016, Pavlodar Oil Chemistry Refinery and PetroKazakhstan Oil Products - 2017. It is expected that units production will begin next year after operational commissioning. So, in 2018 results of modernization will appear in full. In the Figure you can see how will change the ratio of primary oil refining capacity and secondary processes after the full completion of the programme.

So, the capacity of primary oil processing will grow by 14%, total capacity of deepen processes - more than 3 times. At all three refineries will operate systems for processing of dark petroleum products with production of additional amounts of light petroleum products. The capacity of refining processes will increase almost in 2 times.

If loading of the modernized Refineries will be 100% of the installed capacity, production of motor gasoline in Kazakhstan to 2018 will increase in 2.1 times (if KPA at Atyrau Refinery will work on pet-

rochemical variant), diesel fuel - 1.5 times, aviation kerosene - 3.1 times. The total production of fuel oil and vacuum gas oil will drop almost to 70 % (see Fig. 3). The output of light oil on oil will be 67%, while output of fuel oil is reduced to 8%.

Is it allow to Kazakhstan achieve self-sustainment by petroleum products, will depend on the perspective of the dynamics of domestic demand for petroleum products. In order to predict that momentum was generated script for social-economic development of the Republic of Kazakhstan for the period until 2030. Formation of the scenario was based on macroeconomic forecasts of the Ministry of National Economy of the Republic of Kazakhstan and the World Bank, adjusted for the realities of the current situation.

Assuming this scenario, GDP growth in the coming 15 years will be significantly below those observed in 2011-2014. (see Fig. 4).

Of course, that the same pattern also will occur in the dynamics of the production in key sectors of the economy and the welfare of the population, they characterized by lower-than-in retrospect, the pace of growth. This, in its turn, results in more modest compared to the retrospective period, dynamics of demand for light petroleum products (see Fig. 5). So, the average annual rate of growth of aggregate demand in the key light petroleum products in 2016-2030 will make 1.6% against 3.3% annual in 2011-2014.

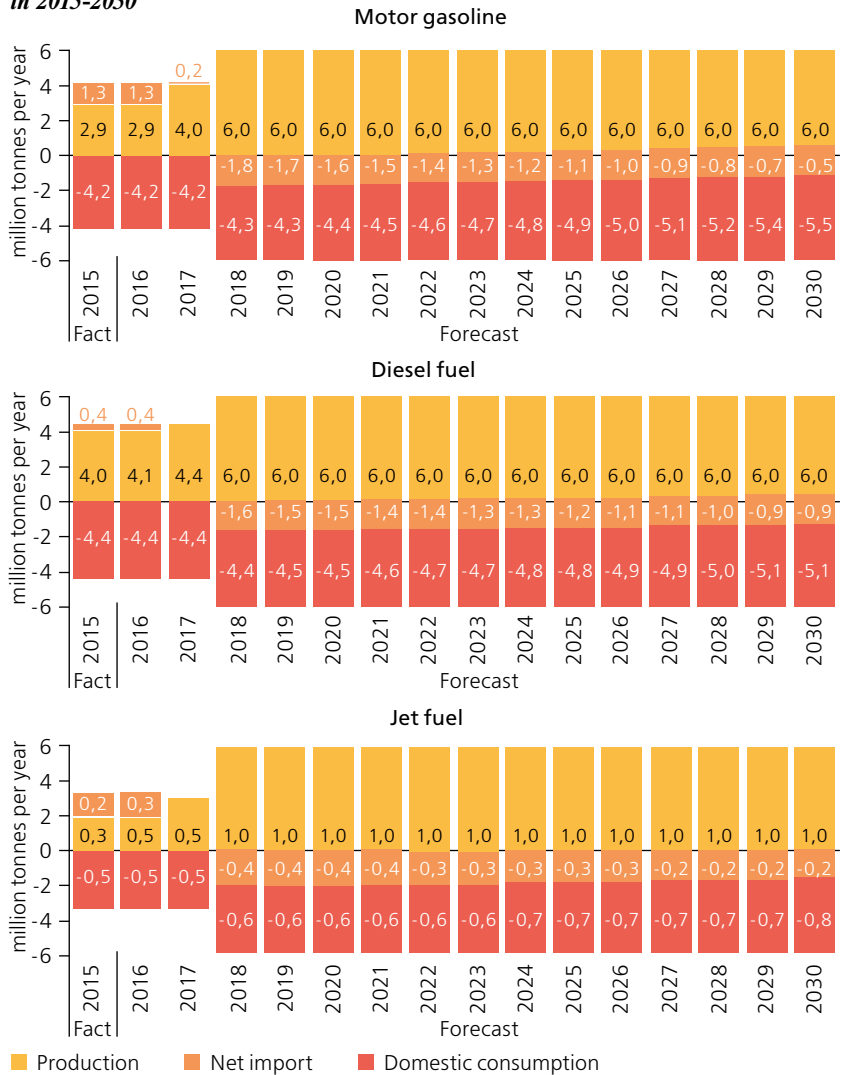
Assuming all of the above, then in 2018 to replace the net imports of light petroleum products, which in 2015 amounted to a total of 1.9 million tons, will come net exports, the volume of which in 2018 estimated at 3.8 million tones (see Fig. 6.). In the future, with the growth of domestic demand for gasoline, diesel and jet fuel, the surplus will gradually decline. However, even in 2030, its total volume would amount to 1.6 million tons.

This means that if the growth of Kazakhstan's economy does not significantly faster comparing to the forecasted, and the modernization of the Refinery will be carried out in full, in the 15-year term, will not need in the construction of 4-th Oil Refinery to supply the domestic market with oil products.

Perspectives of 4-th Oil Refinery in foreign markets also raise serious doubts.

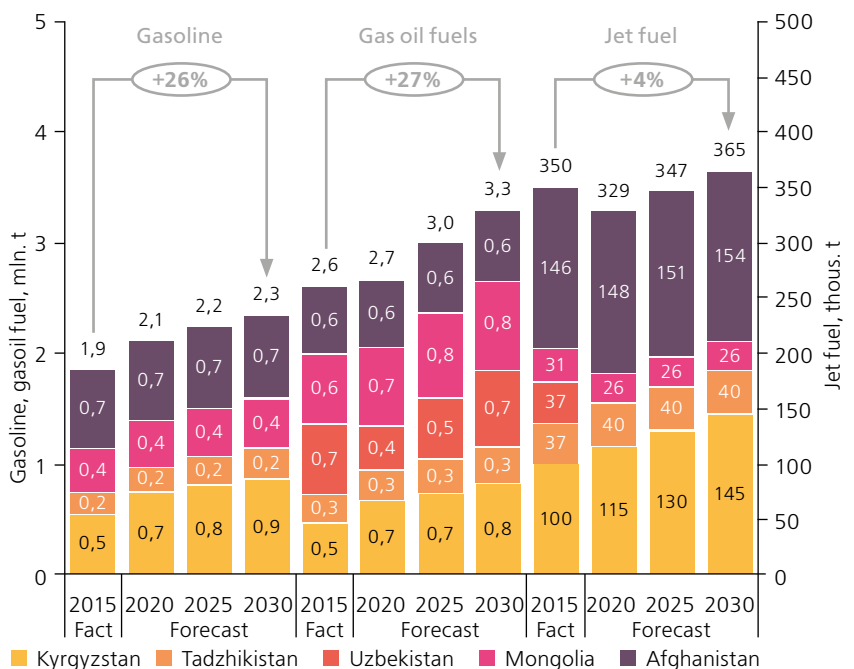
So, among the neighboring with Kazakhstan states - Russia, Turkmenistan, Iran, Azerbaijan, China, Kyrgyzstan, Tajikistan, Uzbekistan, Mongolia, Afghanistan - the need for imported oil in the long term, will experience only Kyrgyzstan, Tajikistan, Uzbekistan, Mongolia

Fig. 6. Balances of supply and demand in the light oil products markets of Kazakhstan in 2015-2030



Source: Petromarket RG

Figure 7. Total need to import light oil from states of Central Asia in 2015-2030



Source: Petromarket RG



and Afghanistan. Total for all products, this need will grow by 25% from 4.8 million tons in 2015 up to 6 million in 2030 (see Fig. 7).

At the same time Kazakhstan refineries on these countries markets will have to compete with Russian companies, and it will be difficult to survive without any special economic and perhaps political support from the state. Maximum, what here can expect Refineries of Kazakhstan - is today's share of not-russian suppliers to the markets of Afghanistan and Uzbekistan. By the end of the period compared to 2015, total for all products, the need for these countries in not-russian deliveries would increase by only 5% - from 1.47 million tonnes in 2015 to 1.55 million tons in 2030 (see Fig. 8).

Even if we imagine that Kazakhstan Oil Refineries will be able to capture the whole niche (which is unlikely), it will be enough capacities of existing Refineries at their 100% loading.

So, within the framework of the accepted scenario of economic development of the Republic of Kazakhstan and its refining industry, it can not find the reason for the construction in the country in the next 15 years, the fourth oil refinery - neither in order to supply the Kazakhstan consumers with quality petroleum products nor for export of produced fuel. If Kazakhstan's economy will grow faster than it can be predict now, it is not excluded that the situation will change. But, to all effects and purposes, today the implemen-

tation of such the major project, at least, carries a lot of risks.

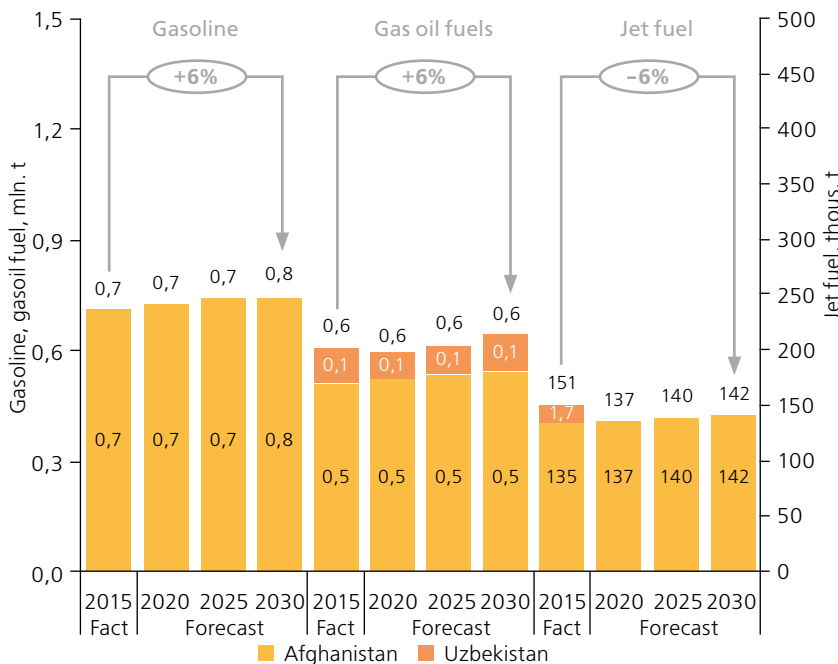
In this situation, a management of the industry should pay more attention to ensuring the full implementation of the originally planned programmes for the modernization of the existing Oil Refineries with the consequent 100% loading by raw materials. But this is not such a trivial task as it may seem at first glance.

If we talk about the prospects for the execution of the planned modernization programs, according to an information of Petromarket RG, modernization project of Pavlodar Oil Chemistry Refinery will not be implemented in the form in which it was originally intended. So, it has recently been decided to abandon power expansion of a primary oil processing unit as well as a variety of recycling plants. The reason - is the lack of sufficient financial resources of the owner of the Refinery - Kazmunaigas-processing and marketing JSC.

Achievement by existing Refineries of the RoK 100 per cent of raw materials loading after their modernization can simply not take place. The reason is the existing in Kazakhstan system of the state regulation of oil and petroleum products markets, one consequence of which is disadvantageous of crude oil supply in Kazakhstan to the domestic market. If this system - including tax and customs-tariff regulation, regulation of oil supplies to the domestic market, price regulation of retail motor fuel market, etc. - will not be reformed, it is possible that the amount of oil refining at the modernized refineries of the RoK will be less than their power.

If these problems are not resolved, Kazakhstan is unlikely to achieve self-sustainability by petroleum products regardless of construction of 4-th Refinery.

Fig. 8.
Total need of light oil import of non-russian production in Central Asia in 2015-2030.



Source: Petromarket RG

Внастоящий момент казахстанский рынок всех светлых нефтепродуктов является дефицитным — объемов производства автобензина, дизтоплива и авиакеросина местными НПЗ не хватает для покрытия спроса внутреннего рынка на эти виды топлив. В основном, этот дефицит покрывается за счет импорта нефтепродуктов из России. Так, в среднем за период с 2011 по 2015 гг. около 30% спроса на автобензин и авиакеросин и 10% спроса на дизтопливо покрывалось за счет импортных поставок этих продуктов с НПЗ северного соседа.

Ключевой на сегодняшний день причиной невозможности Казахстана выйти на самообеспечение основными нефтепродуктами является технологическая отсталость местных НПЗ. Так, из представленных в Табл. 1 и на Рис. 1 данных становится понятно, что нефтепереработку Казахстана характеризует недостаток мощностей углубляющих процессов. Например, в 2015 г. потенциальный объем сырья для углубляющих процессов можно оценить в 6.5 млн т¹. При этом суммарная мощность установок, которые могли это сырье переработать, составила только 2.57 млн т². Следствием этого дисбаланса является высокий выход темных нефтепродуктов (мазута и ВГО) при недостатке светлых.

¹ Суммарная оценка ресурсов мазута и/или ВГО и гудрона основана на статистике переработки нефти и производства темных нефтепродуктов в Казахстане в 2011-2015 гг.

² В эту цифру входят установка каталитического крекинга мощностью 1.25 млн т/г. на Павлодарском нефтехимическом заводе и установки коксования на Атырауском НПЗ и Павлодарском НХЗ мощностью 0.72 и 0.60 млн т/г. соответственно.

³ Мощность углубляющих процессов дана без учета мощностей висбрекинга, который отнесен к прочим процессам.



Обеспечить развитие нефтепереработки призвана масштабная программа модернизации трех основных казахстанских НПЗ — Павлодарского нефтехимического завода (ПНХЗ), Атырауского нефтеперерабатывающего завода (АНПЗ) и Шымкентского нефтеперерабатывающего завода («ПетроКазахстан Ойл Продактс», ПКОП) — стартовавшая в

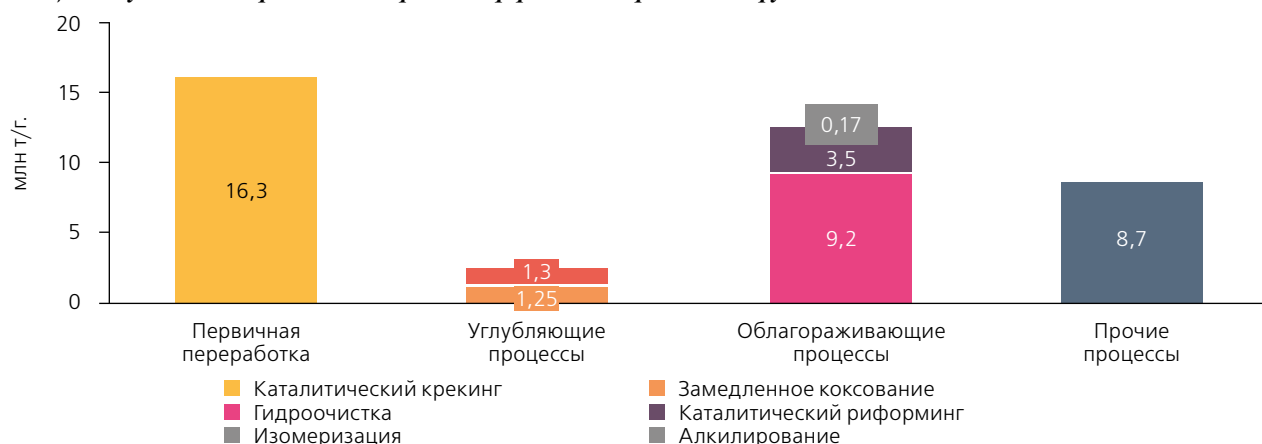
2009 г. Правда, если судить по заявлениям в прессе, руководство страны и отрасли полагает, что реализация этой программы позволит лишь временно устранить зависимость от России в снабжении Республики Казахстан нефтепродуктами. В обозримом же будущем, по мере роста внутреннего спроса на светлые нефтепродукты, на рынке вновь возникнет

Табл. 1.
Переработка нефти и выпуск основных нефтепродуктов в РК в 2011-2015 гг.

	2011	2012	2013	2014	2015
Переработка нефти, тыс. т	15 050.2	15 094.0	15 272.3	16 329.9	15 007.7
Светлые нефтепродукты, выход на нефть	48.6%	50.0%	48.2%	47.4%	47.8%
Автобензин, тыс. т	2 785.7	2 879.9	2 734.6	3 008.6	2 860.4
Дизтопливо, тыс. т	4 135.6	4 242.5	4 210.5	4 310.3	4 008.7
Авиакеросин, тыс. т	387.1	421.1	415.2	415.1	307.7
Темные нефтепродукты, выход на нефть	35.8%	36.2%	36.6%	33.4%	35.4%
ВГО, тыс. т	1 047.6	1 548.4	1 883.6	1 839.9	1 701.6
Мазут, тыс. т	4 343.0	3 911.3	3 699.5	3 616.2	3 609.0

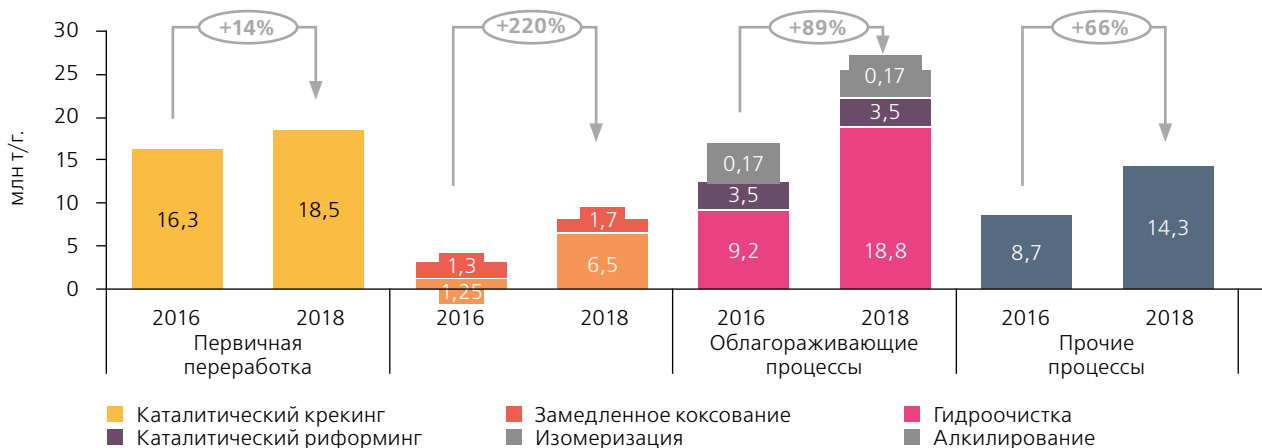
Источник: анализ ИГ «Петромаркет» на основе данных АО «ИАЦ НГ»

Рис. 1.
Мощности установок первичной и вторичной переработки нефти на 3-х крупнейших НПЗ РК по состоянию на 1 мая 2016 г.³



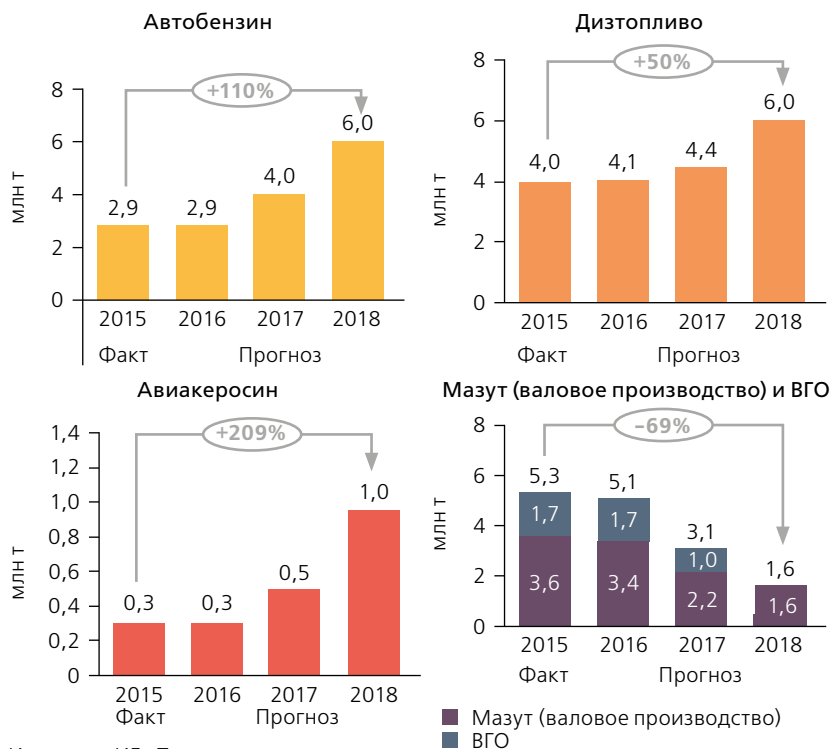
Источник: ИГ «Петромаркет»

Рис. 2.
Изменение мощностей установок первичной и вторичной переработки нефти на 3-х крупнейших НПЗ РК по результатам их модернизации



Источник: ИГ «Петромаркет»

Рис. 3.
Производство нефтепродуктов в РК в 2015-2018 гг.



Источник: ИГ «Петромаркет»

дефицит, и вместе с ним вернется зависимость от российского импорта. Из такой перспективы, если следовать логике энергоне-зависимости, вытекает необходимость дополнительного развития перерабатывающих мощностей.

Одним из путей такого развития является строительство в Казахстане нового, 4-ого НПЗ. Именно этому пути отдает предпочтение руководство отрасли, которое рассматривает в качестве основного вариант строительства завода мощностью не менее 6 млн т с глубиной переработка — не менее 95%. Но так ли необходимо Казахстану такое предприятие?

Для того, чтобы ответить на этот вопрос, необходимо провести детальный анализ:

- программы модернизации существующих в республике нефтеперерабатывающих предприятий с целью оценки потенциала выпуска на них светлых нефтепродуктов в долгосрочной перспективе;
- динамики спроса на основные светлые нефтепродукты в РК в ретроспективном периоде с последующим прогнозом на период до 2030 г.;
- балансов спроса и предложения светлых нефтепродуктов в сопредельных с Казахстаном государствах для определения потенциальных рыночных ниш

4-ого НПЗ на случай, если он будет ориентирован — хотя бы частично — на экспорт.

Этот анализ позволит понять, достаточно или нет модернизации существующих производств для выхода Казахстана на самообеспечение светлыми нефтепродуктами, и какие ограничения по экспорту произведенных нефтепродуктов есть у местных НПЗ.

Ответы на эти вопросы раскрываются в недавно подготовленном мной и моими коллегами исследовании «Нужен ли Казахстану 4-ый НПЗ?»⁴, с которым можно ознакомиться на сайте нашей компании — ИГ «Петромаркет»⁵. Материал получился объемный, поэтому ниже приводятся лишь основные результаты исследования.

Начну с результатов анализа программы модернизации существующих в республике нефтеперерабатывающих предприятий.

К 1 мая 2016 г. — дате подготовки представленных в статье расчетов — некоторые проекты из запланированных в программе модернизации уже завершены.

В первую очередь, это Комплекс производства ароматики (КПА) мощностью 1 млн т/г.⁶ на АНПЗ. Предусмотрены топливный и нефтехимический варианты функционирования комплекса. При топливном варианте на КПА в год будет производиться до 830 тыс. т компонента высокооктанового бензина. При нефтехимическом варианте основной продукцией комплекса будут бензол (объем выпуска — 130 тыс. т/г.)

⁴ Хомутов И. А., Зубачева А. Л., Лишневецкая А. И., Прохоренков В. С. *Нужен ли Казахстану 4-ый НПЗ? М.: ИГ «Петромаркет», 2016.*

⁵ http://www.petromarket.ru/public/Publication_2016-06-15.pdf.

⁶ *Мощность комплекса дана по мощности установки каталитического риформинга.*

и параксилон (объем выпуска – 500 тыс. т/г.) – ценное сырье для дальнейших нефтехимических переделов. Производство же компонента автобензина составит лишь 140 тыс. т/г.

Кроме того, к настоящему моменту на ПКОП проведена реконструкция установки гидроочистки дизельного топлива с увеличением мощности до 1.5 млн т/г. и введена установка производства серы мощностью 4 тыс. т/г.

Основные же проекты программы модернизации в настоящее время находятся на стадии реализации. Это комплекс глубокой переработки нефти на АНПЗ, комплекс каталитического крекинга на ПКОП, установки изомеризации легкой нефти на всех трех заводах. Также программой предусмотрено увеличение мощностей первичной переработки, реконструкция ряда установок облагораживающих процессов с целью перехода НПЗ Казахстана на производство моторных топлив экологических классов К4 и К5, реконструкция установок коксования с увеличением мощности.

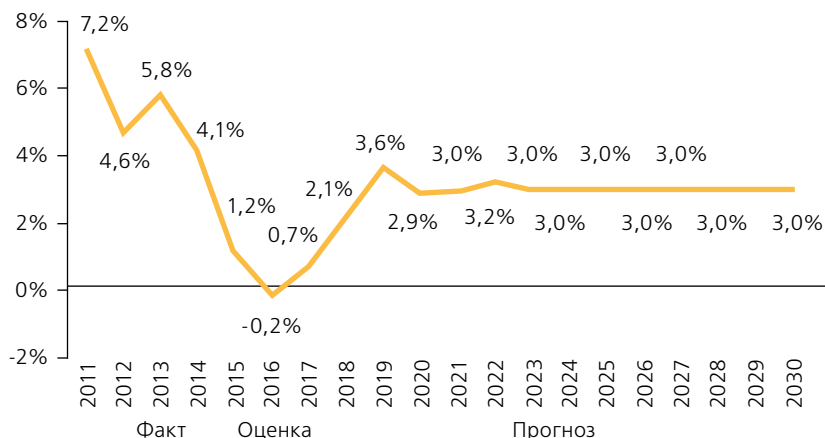
Завершение модернизации АНПЗ ожидается в 2016 г., ПНХЗ и ПКОП – в 2017 г. Предполагается, что промышленная эксплуатация установок начнется в следующем году после года ввода. Таким образом, в 2018 г. результаты модернизации проявятся в полном объеме. На Рис. 2 можно увидеть, как изменится соотношение мощностей первичной переработки нефти и вторичных процессов после полного завершения программы.

Так, мощность первичной переработки нефти вырастет на 14%, суммарная мощность углубляющих процессов – более чем в 3 раза. На всех трех НПЗ будут функционировать комплексы по переработке темных нефтепродуктов с выработкой дополнительных объемов светлых. Мощности облагораживающих процессов вырастут почти в 2 раза.

Если загрузка модернизированных НПЗ сырьем будет составлять 100% установленной мощности, выпуск автомобильных бензинов в Казахстане к 2018 г. увеличится в 2.1 раза (при работе КПА на АНПЗ по нефтехимическому варианту), дизельного топлива – в 1.5 раза, авиационного керосина – в 3.1 раза. Суммарное производство топочного мазута и ВГО снизится почти на 70% (см. Рис. 3). Выход светлых нефтепродуктов на нефть составит 67%, а выход мазута уменьшится до 8%.

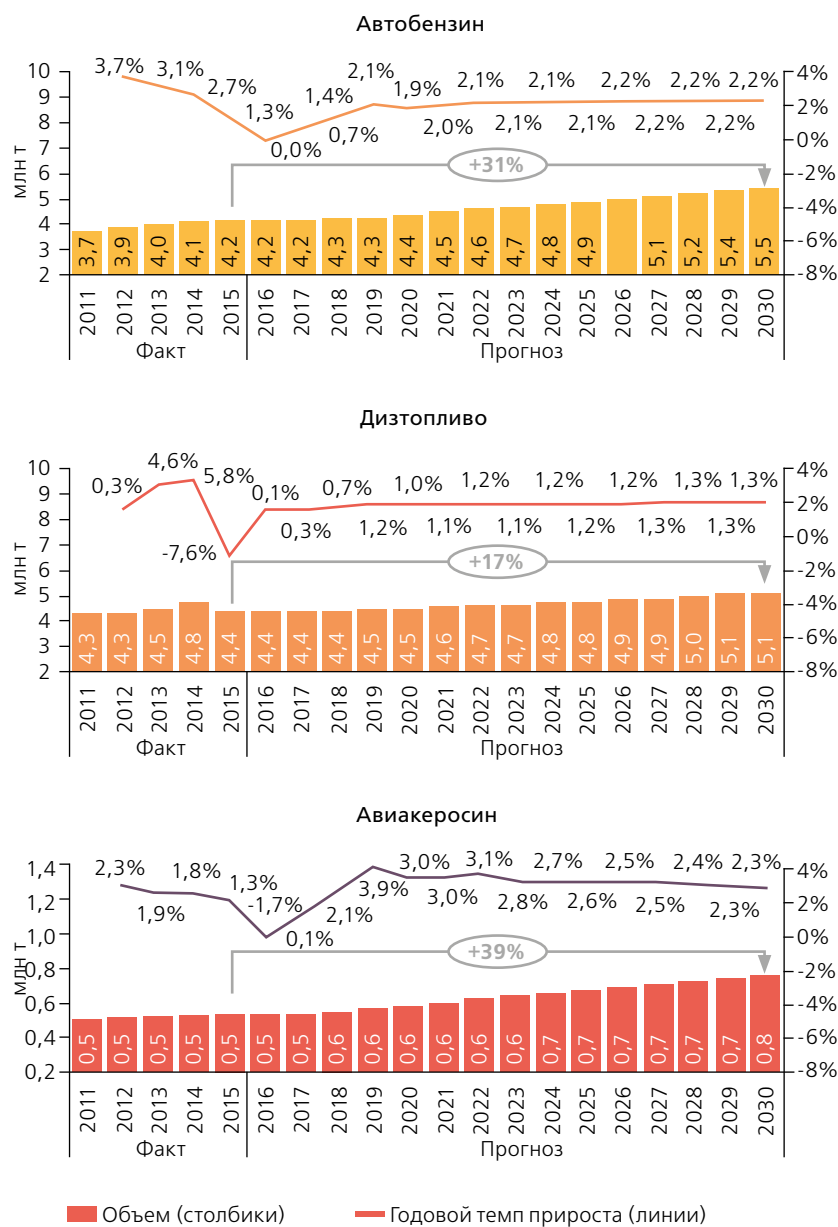
Позволит ли это Казахстану выйти на самообеспечение нефтепродуктами, будет зависеть от перспективной динамики вну-

Рис. 4. Темпы прироста реального ВВП в РК в 2011-2030 гг.



Источник: Комитет по статистике РК, ИГ «Петромаркет»

Рис. 5. Прогноз спроса на автобензин, дизтопливо и авиакеросин в РК до 2030 г.



Источник: ИГ «Петромаркет»

Рис. 6.
Балансы спроса и предложения на рынках светлых нефтепродуктов в Казахстане в 2015-2030 гг.

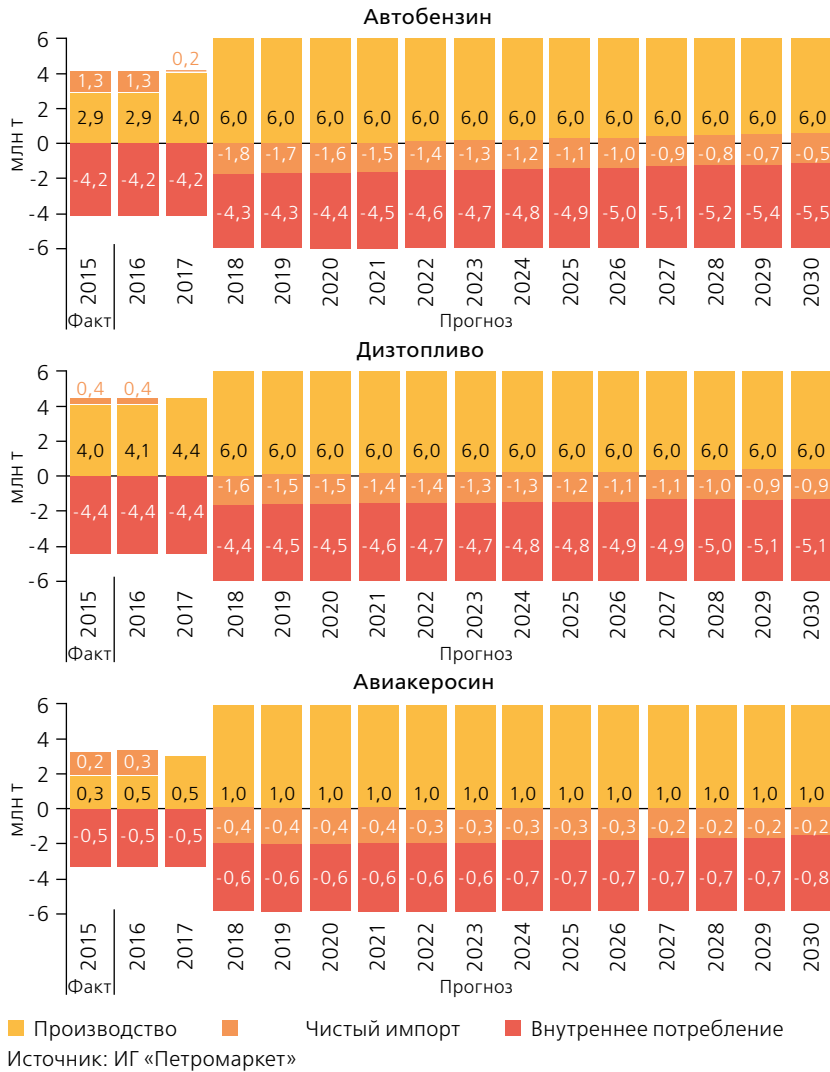
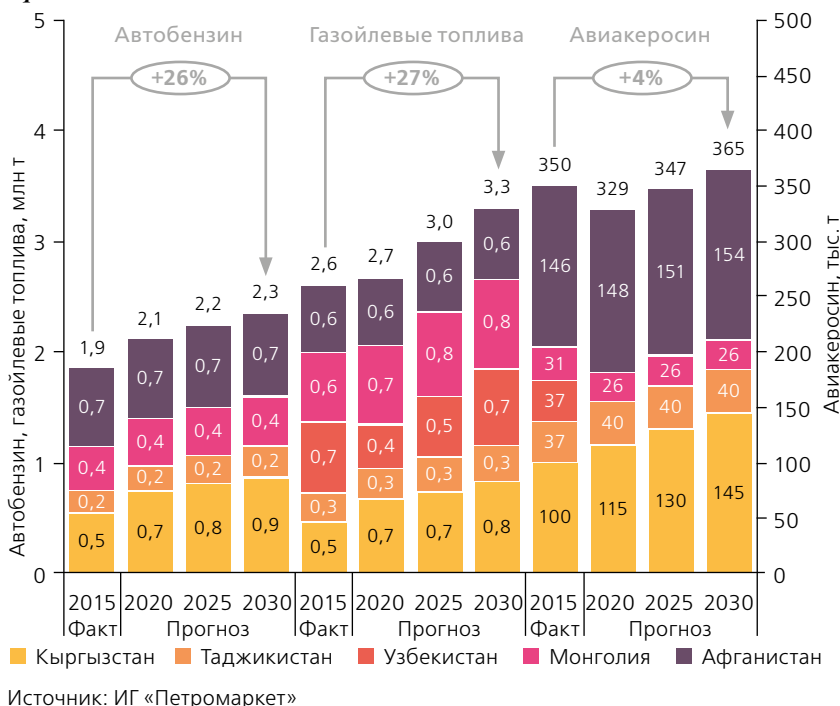


Рис. 7.
Суммарная потребность в импорте светлых нефтепродуктов государств Центральной Азии в 2015-2030 гг.



тренного спроса на нефтепродукты. Для того, чтобы спрогнозировать эту динамику, был сформирован сценарий социально-экономического развития Республики Казахстан на период до 2030 г. Формирование сценария осуществлялось на основе макроэкономических прогнозов Министерства национальной экономики РК и Всемирного банка с поправкой на реалии текущей конъюнктуры.

Если исходить из этого сценария, то темпы роста ВВП Казахстана в ближайшие 15 лет будут ощутимо ниже тех, что наблюдались в 2011-2014 гг. (см. Рис. 4).

Естественно, что похожая картина будет наблюдаться и в динамике производства в основных отраслях экономики и благосостояния населения — им будут свойственны более низкие, чем в ретроспективе, темпы роста. А это, в свою очередь, предопределяет более скромную, по сравнению с наблюдавшейся в ретроспективном периоде, динамику спроса на светлые нефтепродукты (см. Рис. 5). Так, среднегодовые темпы прироста совокупного спроса на ключевые светлые нефтепродукты в 2016-2030 гг. составят 1,6% против среднегодовых 3,3% в 2011-2014 гг.

Если исходить из всего вышеописанного, то уже в 2018 г. на смену чистому импорту светлых нефтепродуктов, который в 2015 г. суммарно составил 1,9 млн т, придет чистый экспорт, объем которого в 2018 г. оценивается в 3,8 млн т (см. Рис. 6). В дальнейшем, по мере роста внутреннего спроса на автобензин, дизтопливо и авиакеросин, профицит будет понемногу сокращаться. Тем не менее, даже в 2030 г. его совокупный объем составит 1,6 млн т.

Это означает, что если рост экономики Казахстана существенно не ускорится по сравнению с прогнозом, а модернизация НПЗ будет проведена в полном объеме, то в 15-летней перспективе не возникает необходимости в строительстве 4-го НПЗ в целях снабжения внутреннего рынка нефтепродуктами.

Перспективы 4-ого НПЗ на внешних рынках также вызывают серьезные сомнения.

Так, среди сопредельных с Казахстаном государств — Россия, Туркменистан, Азербайджан, Иран, Китай, Кыргызстан, Таджикистан, Узбекистан, Монголия, Афганистан — потребность в импортных нефтепродуктах в долгосрочной перспективе будут испытывать только Кыргызстан, Таджикистан, Узбекистан, Монголия и Афганистан. Суммарно по всем продуктам эта потребность

вырастет на 25%, с 4,8 млн т в 2015 г. до 6 млн в 2030 г. (см. Рис. 7).

При этом на рынках этих стран казахстанским НПЗ придется вступить в конкуренцию с российскими предприятиями, выдержать которую без специальной экономической и, возможно, политической поддержки со стороны государства им будет трудно. Максимум, на что здесь могут рассчитывать НПЗ Казахстана — это сегодняшняя доля нероссийских поставщиков на рынках Афганистана и Узбекистана. К концу периода, по сравнению с 2015 г., суммарно по всем продуктам потребность этих стран в нероссийских поставках увеличится лишь на 5% — с 1,47 млн т в 2015 г. до 1,55 млн т в 2030 г. (см. Рис. 8).

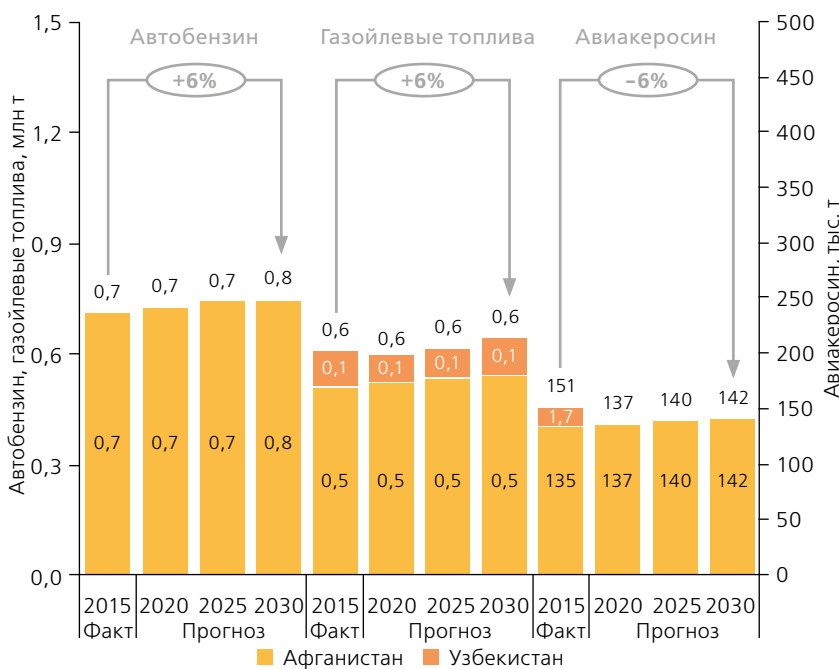
Даже если представить себе, что казахстанским НПЗ удастся захватить всю эту нишу (что маловероятно), для этого достаточно будет мощностей уже действующих НПЗ при их 100-процентной загрузке.

Таким образом, в рамках принятого сценария развития экономики Республики Казахстан и ее нефтеперерабатывающей промышленности, не удастся найти оснований для строительства в стране в ближайшие 15 лет 4-ого НПЗ — ни в целях снабжения казахстанских потребителей качественными нефтепродуктами, ни в целях экспорта произведенных на предприятии топлив. Если экономика Казахстана будет расти быстрее, чем можно сейчас предвидеть, не исключено, что ситуация поменяется. Но, как бы то ни было, на сегодняшний день реализация такого крупного проекта, по меньшей мере, несет в себе чрезвычайно много рисков.

В этой ситуации руководству отрасли следует больше внимания уделять вопросам обеспечения полного выполнения изначально запланированных программ модернизации существующих НПЗ с их последующей 100-процентной загрузкой сырья. А это не такая тривиальная задача, как может показаться на первый взгляд.

Если говорить о перспективах исполнения запланированных программ модернизации, то, по информации ИГ «Петромаркет», проект модернизации ПНХЗ не будет реализован в том виде, в котором это предполагалось изначально. Так, недавно было принято решение отказаться от расширения мощности как установки первичной переработки нефти, так и целого ряда установок вторичной переработки. Причина — отсутствие достаточных финансовых ресурсов у собственника НПЗ —

Рис. 8. Суммарная потребность в импорте светлых нефтепродуктов нероссийского производства государств Центральной Азии в 2015-2030 гг.



Источник: ИГ «Петромаркет»

АО «КазМунайГаз - переработка и маркетинг».

Выход же действующих НПЗ РК на 100-процентную загрузку сырьем после их модернизации может попросту не состояться. Причина — существующая в Казахстане система государственного регулирования рынков нефти и нефтепродуктов, одним из последствий которого является невыгодность поставок добываемой в РК нефти на внутренний рынок. Если эта система — включая налоговое и таможенно-тарифное регулиро-

вание, регулирование поставок нефти на внутренний рынок, ценовое регулирование розничного рынка моторных топлив, и т.д. — не будет реформирована, не исключено, что объем переработки нефти на модернизированных НПЗ Казахстана будет ощутимо меньше их мощности.

Если описанные проблемы не решить, Казахстану вряд ли удастся выйти на самообеспечение нефтепродуктами, вне зависимости от того, будет построен 4-ый НПЗ или нет. ■

