

БУДУЩЕЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ КАЗАХСТАНА



Д.С. ТИЕСОВ*,

заместитель председателя Правления
по транспортировке, переработке и маркетингу нефти

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»,
Республика Казахстан, 010000, г. Астана, пр. Кабанбай батыра, 19

Проанализированы результаты модернизации казахстанских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). В результате модернизации Атырауского нефтеперерабатывающего завода (АНПЗ) построено 14 новых установок, введена в эксплуатацию установка каталитического риформинга ССR, каталитического крекинга, комплекс по производству параксилола. Индекс сложности Нельсона достиг 13,9. Комплекс производства ароматических углеводородов полностью интегрирован с комплексом глубокой переработки нефти. Весь объем бензинов и дизельного топлива соответствует 4-му и 5-му экологическому классу. Выход светлых нефтепродуктов увеличился на 26%.

Основной результат модернизации Павлодарского нефтехимического завода (ПНХЗ) – обеспечение качества К4,5 по бензину и дизельному топливу, индекса сложности Нельсона до 10,5. Введены в эксплуатацию новые установки по изомеризации, сплиттер нефти, производству серы, закончена реконструкция установок гидроочистки нефти, дизеля и керосина.

Модернизация ПетроКазахстан Ойл Продактс (ПКОП) реализована в максимально короткие сроки, на 19% увеличен выход светлых нефтепродуктов, обеспечено качество продукции К4,5. Налажен выпуск зимнего дизеля с ПТФ -23°С, индекс сложности Нельсона увеличился в два раза.

Затронуты проблемные вопросы по повышению операционной эффективности НПЗ, строительства дополнительных мощностей по переработке, строительства интегрированного газохимического комплекса в Атырау, о перетоках светлых нефтепродуктов из Казахстана в соседние страны в условиях сравнительно низких внутренних цен, открытия экспорта и паритета поставок нефти на экспорт и на

*Автор для переписки. E-mail: d.tyessov@kmg.kz

внутренний рынок, прогнозного баланса рынка светлых нефтепродуктов. Обсуждены основные задачи даунстрим-бизнеса АО НК «КазМунайГаз», текущее состояние и перспективы развития компании.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НПЗ, модернизация, лицензиары, нефтепереработка, нефтехимия, даунстрим-бизнес.

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ ӨңДЕУ ЖӘНЕ МҰНАЙ ХИМИЯСЫНЫҢ БОЛАШАҒЫ

Д.С. ТИЕСОВ, «КазМунайГаз» ҰК АҚ тасымалдау, өңдеу және маркетинг жөніндегі Басқарма Төрағасының орынбасары

«КазМунайГаз» ҰК АҚ,
Қазақстан Республикасы, 010000, Астана қ., Қабанбай батыр д-лы 19

Қазақстандық мұнай өңдеу зауыттарының жаңғырту нәтижелері (МӨЗ) талданды. Атырау МӨЗ (АМӨЗ) модернизациялау нәтижесінде 14 жаңа қондырғыны, CCR катализаторлық риформинг қондырғысы іске қосылды, катализаторлық крекинг, параксилол өндіру кешені пайдалануға берілді. Нельсонның күрделілік индексі 13,9-ға жетті. Ароматты көмірсутектерді өндіру кешені терең мұнай өңдеу кешенімен толығымен біріктірілген. Бензиннің және дизель отынының барлық көлемі 4-ші және 5-ші экологиялық класына сәйкес келеді. Жеңіл мұнай өнімдерінің шығымы 26% -ға артты.

Павлодар мұнай-химия зауытын (ПМХЗ) жаңғыртудың негізгі нәтижесі – бензин мен дизельдік отынның К4,5 сапасы қамтамасыз етіліп, Нельсонның күрделілік индексі 10,5 дейін жетті. Жаңа изомерлеу қондырғылары, нафта сплиттері, күкірт өндірісі іске қосылды, нафта, дизель және керосинді гидротазарту қондырғыларын қайта құру аяқталды.

ПетроКазахстанОйл Продактс (ПКОП) жаңғырту мүмкіндігінше қысқа мерзімде іске асырылды, ашық түсті мұнай өнімдерін шығымы 19% -ға өсті, К4,5 өнімінің сапасы қамтамасыз етілді. Қысқы дизельдік отынының шектік фильтрация температурасы -23°C теңелді, Нельсонның күрделілік индексі 2 есеге өсті.

Мұнай өңдеу зауыттарындағы жұмыс тиімділігін арттыру, қосымша мұнай өңдеу қуаттылықтарды ұлғайту, Атыраудағы интеграцияланған газ-химия кешенін құру және Қазақстаннан көрші елдерге жеңіл мұнай өнімдерінің экспорты жайлы отандық экспорттық бағалардың салыстырмалы түрде төмен болуымен экспорттау және ішкі нарық, жеңіл мұнай өнімдері нарығының болжамдық балансы мәселелері қарастырылды. «КазМунайГаз» ҰК АҚ-ның даунстрим-бизнес негізгі міндеттері, компанияның қазіргі жағдайы мен даму перспективалары талқыланды.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: МӨЗ, жаңғырту, лицензиялар, мұнай өңдеу, мұнай химиясы, даунстрим-бизнес.

FUTURE OF OIL REFINING AND OIL CHEMISTRY OF KAZAKHSTAN

D.S. TIYESSOV, Deputy Chairman of the Board for the transportation, processing and marketing

JSC NC «KazMunayGas», 19, Kabanbai batyr ave.,
Astana, Republic of Kazakhstan, 010000

The results of modernization of Kazakhstani refineries (refineries) are analyzed. As a result of the modernization of the Atyrau Oil Refinery Plant (AORP), 14 new units were built, a CCR catalytic reforming unit, catalytic cracking unit, and a para-xylene production complex were commissioned.

Nelson's complexity index reached 13.9. The complex for the production of aromatic hydrocarbons is fully integrated with the complex for deep oil refining. The entire volume of gasoline and diesel fuel corresponds to the 4th and 5th environmental class. The yield of light petroleum products increased by 26%.

The main result of the modernization of the Pavlodar Petrochemical Plant (PPCP)- ensuring the quality of K4.5 for gasoline and diesel fuel, the Nelson complexity index to 10.5. New isomerization units, a naphtha splitter, sulfur production were put into operation, the reconstruction of hydrotreatment units for naphtha, diesel and kerosene was completed.

Modernization of Petro Kazakhstan Oil Products (PKOP) was implemented as soon as possible, the yield of light petroleum products was increased by 19%, the quality of K4.5 products was ensured. The production of a winter diesel engine with a LFT of -23°C has been adjusted, the Nelson complexity index has increased twice.

Concerns were raised on improving operating efficiency at refineries, building additional refining capacity, building an integrated gas and chemical complex in Atyrau, and about the flow of light oil products from Kazakhstan to neighboring countries in the context of relatively low domestic export opening prices and parity of oil supplies for export and domestic market, the forecast balance of the market of light petroleum products. The main tasks of the downstream business of JSC NC KazMunayGas, the current state and development prospects of the company were discussed.

KEY WORDS: *refineries, modernization, licensors, oil refining, petrochemistry, downstream business.*

Значительным событием казахстанской нефтепереработки 2017–2018 годов стало последовательное завершение модернизации казахстанских НПЗ. Модернизация АНПЗ изначально была разделена на два проекта: строительство комплекса по производству ароматических углеводородов и строительство комплекса глубокой переработки нефти. В дальнейшем – строительство КПА-ССР установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора.

Первая партия бензола была получена в 2015 году и в этом же году была введена в эксплуатацию установка каталитического риформинга КПА-ССР. Комплекс по производству параксилола был введен в сентябре 2016 года. На сегодняшний день завод отгружает и направляет на экспорт товарный параксиллол. Продолжая модернизацию, были введены установки каталитического крекинга, установки комплекса глубокой переработки нефти (КГПН) – на режим работы, интегрированы установки каталитического риформинга (КПА) и КГПН. Уникальность установки каталитического крекинга в том, что большую часть сырья для этой установки составляет атмосферный остаток, а не ВГО, как на большинстве установок крекинга на постсоветском пространстве. Модернизация АНПЗ в динамике приведена на *рисунке 1*.

Лицензиаром новых технологических процессов на АНПЗ выступила компания Axens. Была полностью изменена технологическая схема завода. Старые установки интегрированы с новыми установками. Комплекс производства ароматических углеводородов полностью интегрирован с комплексом глубокой переработки нефти. За счет этого сегодня АНПЗ имеет самую гибкую техническую схему.

В результате модернизации АНПЗ построено 14 новых установок. Индекс сложности Нельсона достиг 13,9, что является одним из наиболее высоких в Европе (*рисунок 2*). Весь объем бензинов и дизельного топлива соответствует 4-му и 5-му экологическому классу. Выход светлых нефтепродуктов увеличился на 26% за счет увеличения выпуска бензина, дизеля и авиатоплива.

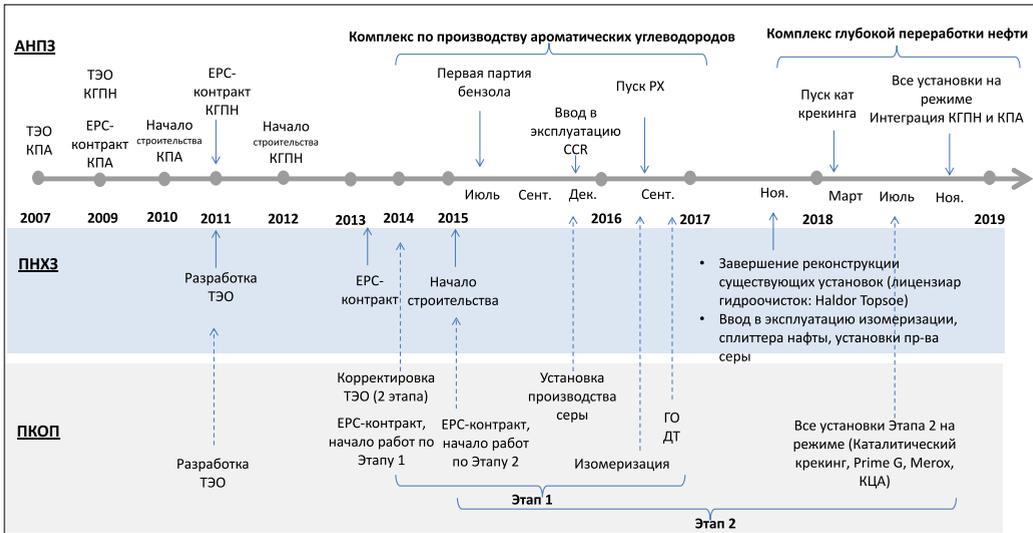


Рисунок 1 – Модернизация АНПЗ в динамике по годам

АНПЗ сегодня единственный завод в РК, который производит базовую нефтехимию – бензол в объеме 133 тыс. т в год и параксилол в объеме 496 тыс. т в год. В ноябре на АНПЗ начали выпуск зимнего дизеля с предельной температурой фильтруемости -32°С с фирменным названием «Khasar-32». На рисунке 2 приведены сведения об АНПЗ до и после модернизации.

Модернизация ПНХЗ стартовала в 2011 году и включала оптимизированный объем работ. Были введены в эксплуатацию новые установки изомеризации, сплит-



Рисунок 2 – Модернизация Атырауского нефтеперерабатывающего завода

теру нефти, производству серы; закончена реконструкция установок гидроочистки нефти, дизеля и керосина.

В отличие от АНПЗ, модернизация ПНХЗ проведена с минимальными инвестициями (1896 млн долл. США). Результатом модернизации ПНХЗ является обеспечение качества К4,5 по бензину и дизельному топливу, а также увеличение индекса сложности Нельсона до 10,5 (рисунк 3). В рамках модернизации ПНХЗ впервые работал с датской компанией Haldor Topsoe, которая являлась лицензиатом реконструкции установок гидроочистки дизеля, нефти и керосина. Лицензиатом новых установок изомеризации и сплиттера нефти выступила компания UOP.



Рисунк 3 – Модернизация Павлодарского нефтехимического завода

Модернизация ПКООП включала также два этапа. Работы по первому этапу были начаты в 2014 году, по этапу 2 – в 2015 году. В декабре 2016 года были введены установки производства серы, изомеризации и гидроочистки ДТ, а в 2018 году – установка каталитического крекинга и связанные с ней новые установки. Крекинг на ПКООП уникален, т. к. перерабатывается только атмосферный остаток. Модернизация ПКООП реализована в максимально короткие сроки. За счет увеличения выпуска бензина и дизеля, на 19% увеличен выход светлых нефтепродуктов. В два раза увеличился индекс сложности Нельсона, обеспечено качество продукции К4,5. Налажен выпуск зимнего дизеля с предельной температурой фильтруемости (ПТФ) -23°С.

Лицензиатом новых процессов изомеризации, каталитического крекинга и обессеривания СУГ на ПКООП выступила компания UOP.

Таким образом, сегодня на казахстанских НПЗ реализуются самые современные технологические процессы (рисунк 5). В результате завершения проектов модернизации мощности по переработке увеличились на 20%. Теперь казахстанские НПЗ могут переработать на 3,3 млн т нефти больше.



Рисунок 4 – Модернизация ПетроКазахстан Ойл Продактс (ПКОП)

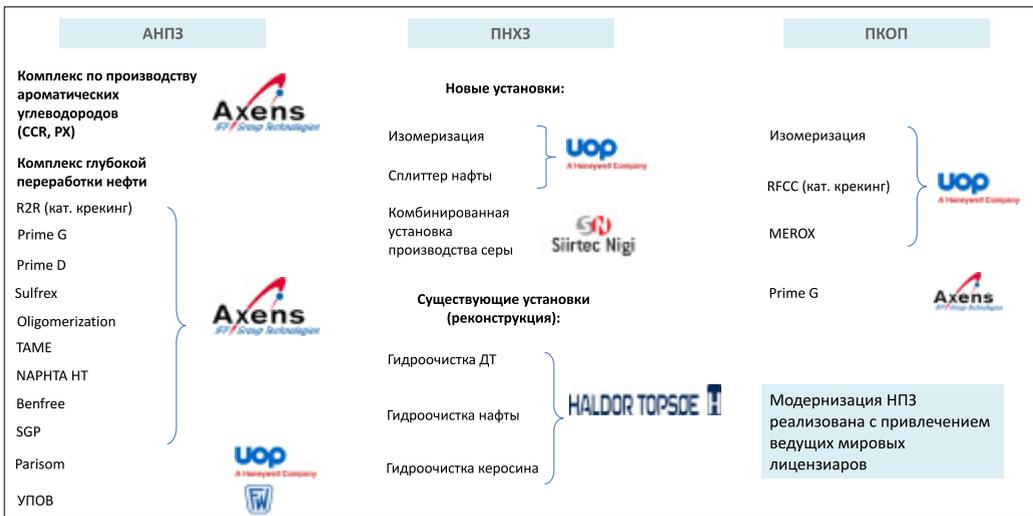


Рисунок 5 – Новые технологии и лицензиары на НПЗ

Производство светлых нефтепродуктов в стране увеличилось:

- бензина – на 70%, то есть на 2,5 млн т;
- дизельного топлива – на 20%;
- авиатоплива – в 2,4 раза.

Также производятся продукты базовой нефтехимии: бензол в объеме 132 тыс. т в год, параксилол – в объеме 497 тыс. т в год. Объемы переработки сырья до и после модернизации НПЗ приведены на *рисунке 6*.

Тыс. тонн

Показатель	До модернизации	После модернизации	Отклонение
Объем переработки сырья	14 157	17 500	+3 343
Автобензины	2 951	5 426	+2 475
Дизельное топливо	3 979	5 340	+1 361
Авиатопливо	301	900	+599
Бензол	8	132	+124
Параксилон	0	497	+497
Сжиженный газ	393	814	+421
Печное топливо	182	0	-182
Вакуумный газойль	1687	0	-1687
Мазут товарный	3 051	2007	-1 044
Кокс	303	371	+68
Сера	31	71	+40
Битум	245	300	+55

Рисунок 6 – Производство нефтепродуктов до и после модернизации



Рисунок 7 – Баланс рынка РК после модернизации

Очень важным является вопрос о том, как увеличение производства после модернизации накладывается на потребление и баланс в стране.

Выявлено, что в настоящее время рынок РК по бензинам полностью обеспечен. На сегодняшний день Казахстан имеет стабильный профицит. Когда будет решен вопрос с открытием экспорта, излишки бензина будут поставляться в соседние страны.

По дизельному топливу – около десяти лет на рынке был дефицит. Поэтому мы импортировали из РФ. Со следующего года производство дизеля должно превысить потребление.

По авиатопливу – аналогичная ситуация. С 2019 года рынок будет полностью обеспечен реактивным топливом. В дальнейшем мы перейдем на производство авиатоплива марки Jet A-1.

Возникает резонный вопрос – а до какого года производство казахстанских НПЗ обеспечит внутреннее потребление? Если возникнет дефицит – когда и какой объем дополнительного производства будет нужен стране? Если нужно расширять мощности, то в какой области Казахстана строить 4-ый завод? Также встает вопрос о конфигурации завода. Какая конфигурация 4-го завода будет оптимальна и наиболее экономически эффективна?

Чтобы ответить на эти вопросы, разработано пред-ТЭО по строительству/расширению мощностей по переработке. Ключевой частью пред-ТЭО было долгосрочное маркетинговое исследование рынка. Маркетинговое исследование выполнила компания Boston Consulting Group. Расчет конфигурации выполнен международной инженеринговой компанией Axens.

Чтобы получить точный прогноз потребления нефтепродуктов в РК, мы провели исследование и согласовали с государственными органами:

- темпы роста ВВП и промышленного производства. Темп роста ВВП принят на уровне 5,2% до 2025 года;
 - темпы роста транспорта (ж/д, грузовые, легковые автомобили);
 - государственные программы: развитие сельского хозяйства, газификация и др.
- Основные предпосылки прогноза потребления отражены на *рисунке 8*.

Прогноз по дизелизации транспорта, переходу на электромобили и газификации принят. В прогнозе газификации учтена программа газификации автобусного парка до 2022 года.



Рисунок 8 – Основные предпосылки прогноза потребления нефтепродуктов в РК

Прогноз производства и потребления/расширения мощностей по переработке в РК представлен на *рисунке 9*.

Исследование потребления до 2050 года выявило, что первые незначительные дефициты по бензину и дизелю возникают лишь в 2032 году.

Соответственно, строительство новых мощностей необходимо начинать при

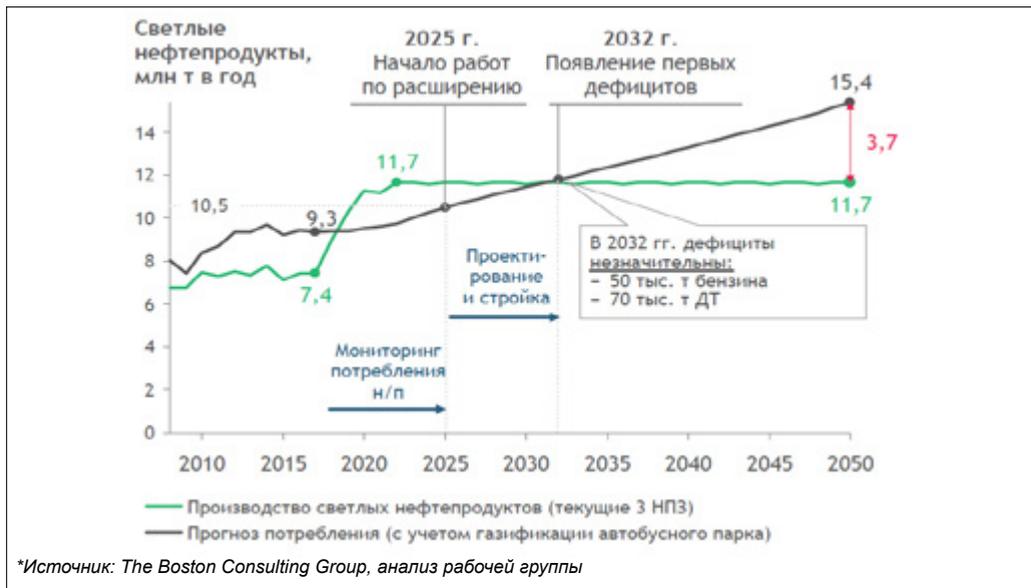


Рисунок 9 – Прогноз производства и потребления/расширения мощностей по переработке в РК

достижении потребления 10,5 млн т в год, то есть не ранее 2025 года. Сейчас потребление составляет 9,4 млн т.

С учетом того, что в долгосрочном периоде нужно расширять мощности, в рамках пред-ТЭО, компанией Ахенс были проработаны два варианта – расширение ПКОП и строительство нового НПЗ.

Рассмотрены различные варианты размещения новых мощностей в регионах страны (рисунок 10):

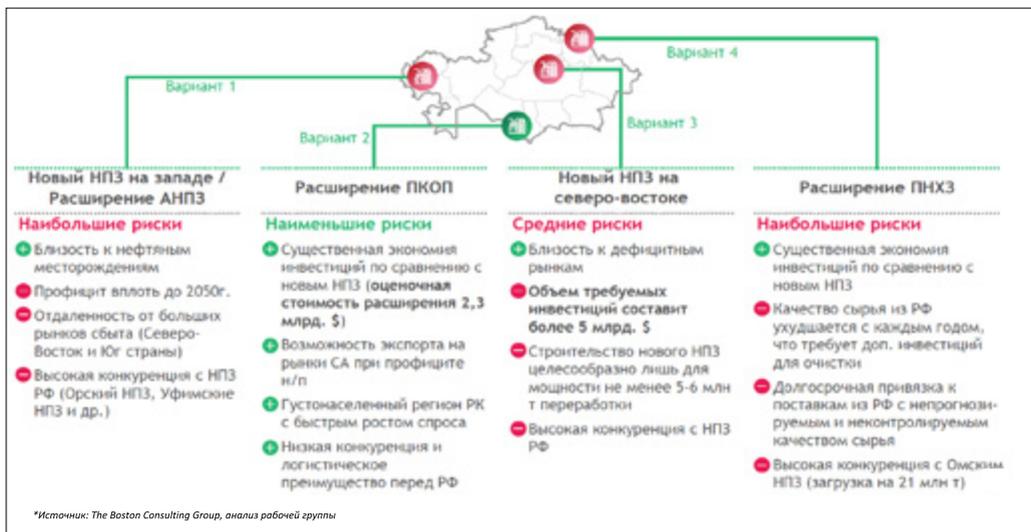


Рисунок 10 – Варианты размещения новых мощностей в регионах РК

- новый НПЗ на западе или расширение АНПЗ;
- расширение ПетроКазахстан Ойл Продактс (ПКОП);
- новый НПЗ на северо-востоке;
- расширение ПНХЗ.

Первый и последний вариант имеют наибольшие риски. Для Запада это – региональный профицит, отдаленность от больших рынков сбыта, высокая конкуренция с НПЗ РФ.

Для расширения ПНХЗ существует та же проблема – конкуренция с Омским НПЗ, а также привязка к поставкам нефти из РФ. При этом качество российской нефти ухудшается.

Для нового НПЗ на северо-востоке страны основной минус – высокие инвестиции, более 5 млрд долл.

Поэтому, вариант с наименьшими рисками – это расширение ПетроКазахстан Ойл Продактс (ПКОП). Это позволит существенно сэкономить на инвестициях. Оценочная стоимость расширения составляет 2,3 млрд долл., т. е. в два раза дешевле строительства. Что важно – ПетроКазахстан Ойл Продактс (ПКОП) находится в регионе с наибольшим спросом, который постоянно растет. Излишки нефтепродуктов удобно экспортировать на рынки Средней Азии, с учетом короткого логистического плеча. Дополнительный фактор – в регионе низкая конкуренция.

Таким образом, можно сделать следующие основные выводы по вопросу расширения мощностей.

1. Первые незначительные дефициты нефтепродуктов возникнут лишь в 2032 г. (по бензину и ДТ).

2. Начало работ по строительству новых мощностей нужно начинать ориентировочно в 2025 году, когда потребление светлых нефтепродуктов достигнет 10,5 млн т в год (сейчас 8,4 млн т. До этого необходимо вести мониторинг уровня потребления светлых нефтепродуктов в РК. К 2040 году дефициты светлых нефтепродуктов возрастут до 1,6 млн т, а в 2050 году – до 3,7 млн т.

3. Важным является вопрос обеспечения новых мощностей нефтью. Из-за ограничений по доступности нефти «зрелых» месторождений, имеет смысл минимизировать мощность НПЗ. Прогноз добычи говорит о том, что ориентировочно после 2030 года необходимо привлекать нефть с «новых» месторождений даже для загрузки существующих заводов.

4. Поэтому мы сделали вывод, что расширение ПКОП является лучшим вариантом с технологической и экономической точки зрения, потому что оно: дешевле, гибче (с точки зрения реакции на спрос) и проще в реализации.

Выбор окончательного масштаба расширения ПКОП может быть сделан вплоть до 2025 года на основе фактических данных потребления нефтепродуктов в Казахстане на тот момент.

Вопрос с расширением мощностей по переработке, по объективным причинам, является вопросом долгосрочного периода. Ближайший фокус отрасли – развитие нефте- и газохимии.

Одним из крупнейших республиканских проектов газохимии является строительство интегрированного газохимического комплекса в Атырау. Цель, стоимость,

генеральный подрядчик и лицензиар проекта указаны на *рисунке 11*. Первой фазой проекта является производство полипропилена в объеме 500 тыс. т в год. Стоимость проекта – 1 млрд 865 тыс. долл. США. В прошлом году проект передан в доверительное управление АО «НК «КазМунайГаз». Работы находятся на стадии детального проектирования, параллельно идет заказ оборудования длительного изготовления, начаты строительно-монтажные работы. Запустить комплекс и начать выпуск продукции планируется в сентябре 2021 года.

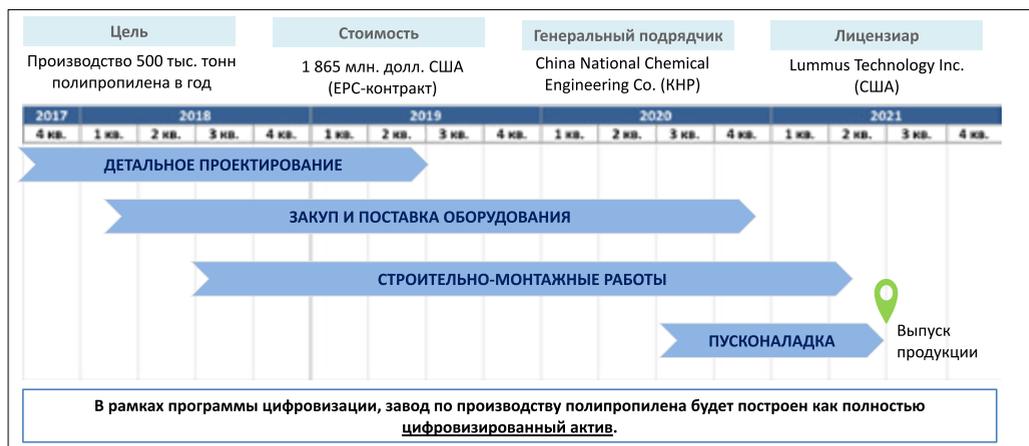


Рисунок 11 – Строительство интегрированного газохимического комплекса первая фаза – производство полипропилена

Сегодня модным является понятие «цифровизация». Весь мир следует этому курсу и наша страна не является исключением. Поэтому, чтобы газохимический комплекс был передовым по всем параметрам, разработана концепция цифровизации КРП и планируется построить полностью цифровизированный завод.

Газохимический комплекс – это новое производство, планируется внедрять на нем лучшие практики и технологии с нуля. На существующих заводах уже несколько лет реализуется комплексная программа повышения операционной эффективности ключевых бизнес-процессов заводов.

Текущие проекты повышения операционной эффективности, реализуемые на НПЗ, бенчмаркинговые исследования казахстанских НПЗ по методике Solomon приведены на *рисунке 12*.

Первое – это планирование производства. На АНПЗ и ПНХЗ уже внедрена система оптимизационного планирования, позволяющая разрабатывать наиболее оптимальный вариант производственного плана, учитывающая все рыночные и технологические ограничения.

Второе – это надежность оборудования. В 2014 году начат проект по автоматизации ремонтов и технического обслуживания оборудования. На АНПЗ и ПНХЗ внедрена система планирования ремонтов IBM Maximo, система управления надежностью Meridium, система мониторинга оборудования Honeywell Asset Sentinel.



Рисунок 12 – Текущие проекты повышения операционной эффективности на НПЗ

Как результат, капитальный ремонт будет проводиться не ежегодно, а раз в три года. А главное – благодаря системе надежности сократятся внеплановые простои.

Третье – на АНПЗ и ПНХЗ внедрена система планирования ремонтов по методике компании RLG. Эта методика позволяет осуществлять ремонт так, чтобы тратить на него как минимум на 1 день меньше.

Безопасность на производстве – это ключевой приоритет нашего бизнеса. На НПЗ мы реализовали проект «Аман», направленный на формирование культуры безопасности. Результат – улучшение индексов по безопасности и охране труда.

Одним из уроков модернизации для нас является необходимость вовремя готовить квалифицированные кадры. Поэтому компания вплотную взялась за развитие персонала на НПЗ. Один из шагов – это автоматизация HR-аналитики. Все данные о персонале НПЗ выводятся на платформу QlikView и интегрируются в Диспетчерский центр КМГ.

В результате планируется получить объективную оценку положения наших заводов и рекомендации по дальнейшему росту показателей.

Остановлюсь на проблемных вопросах о перетоках нефтепродуктов. Как было отмечено, в результате модернизации значительно увеличилось производство бензина и дизельного топлива. Мониторинг баланса потребления нефтепродуктов показал, что, по итогам сентября-октября 2018, потребление бензина в стране выросло на 33%, потребление дизеля – на 40%.

Такое увеличение потребления не подкреплено какими-либо экономическими факторами и является аномальным. Выявлено, что причиной этого роста является переток бензина и дизельного топлива из приграничных областей РК в РФ. Этот переток провоцирует диспаритет розничных цен.

На графиках (рисунок 13) видно, что, если в Казахстане бензин в октябре стоил 160 тенге, то в России и Киргизии – 237 тенге. Дизель у нас стоил 191 тенге, а в России – 251 тенге.

Баланс потребления бензина и дизельного топлива на внутреннем рынке показан на рисунках 14–15.

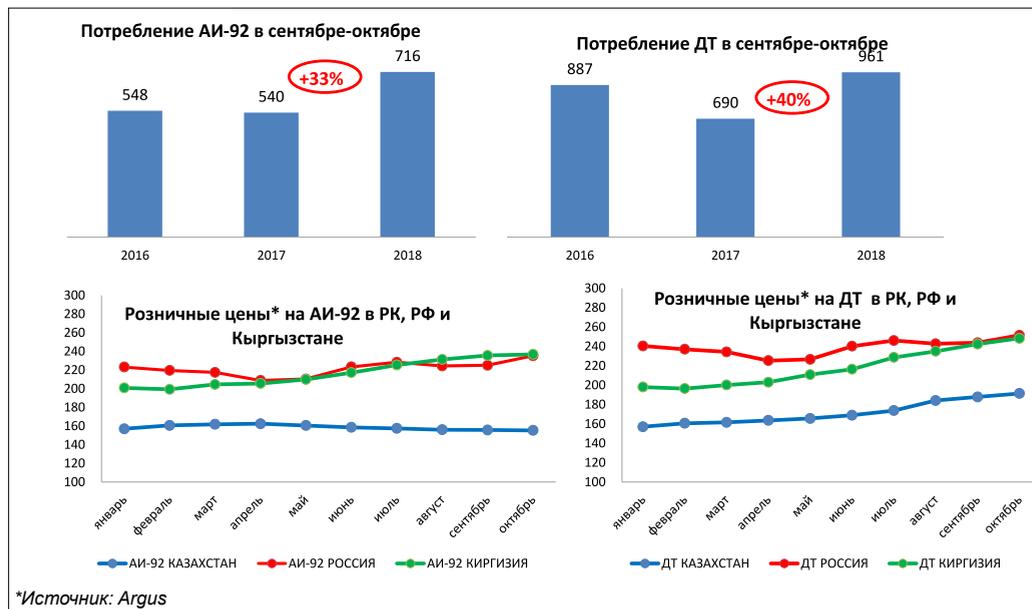


Рисунок 13 – Потребление нефтепродуктов и розничные цены в РК, РФ и Кыргызстане

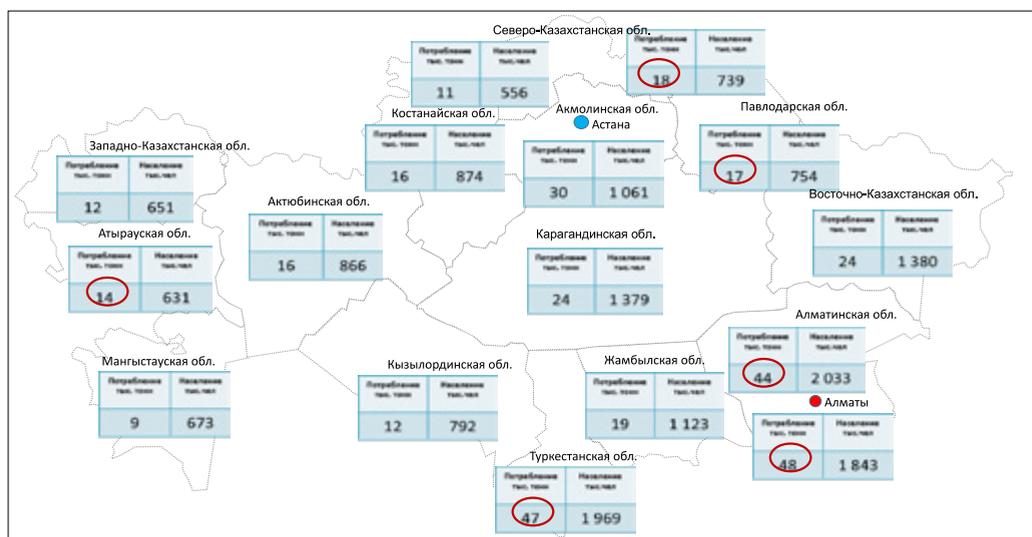


Рисунок 14 – Карта баланса потребления бензина АИ-92/93 на внутреннем рынке РК (октябрь)

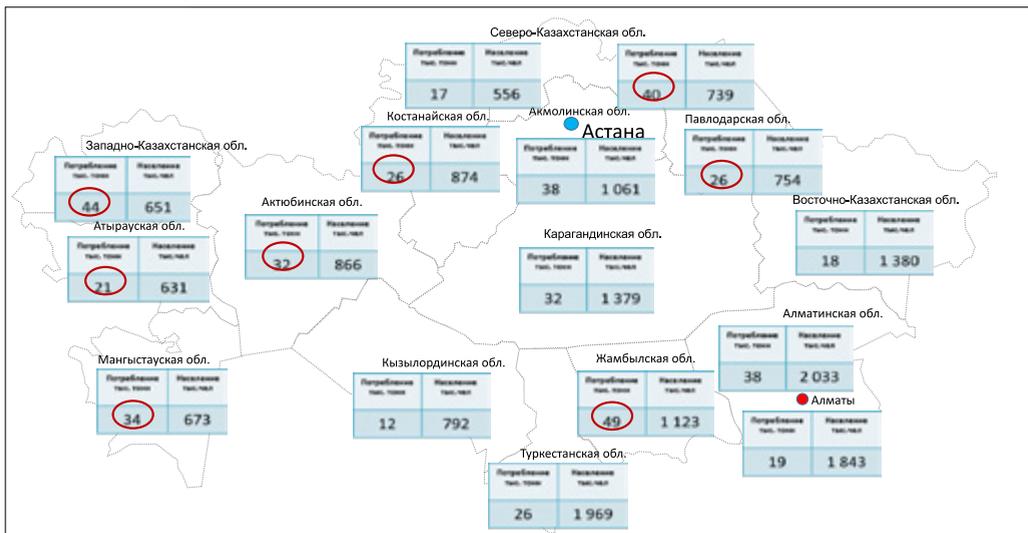


Рисунок 15 – Карта баланса потребления дизельного топлива на внутреннем рынке РК (октябрь)

На картах баланса потребления нефтепродуктов видно, что, по данным октября, потребление бензина в приграничных областях превышает среднюю норму потребления по республике. Очень высокое потребление – на северо-востоке страны и на юге. В частности, в Павлодарской, Северо-Казахстанской областях, в Алматинской области и Алматы, в Туркестанской области. То же самое наблюдается и по дизельному топливу. Аномально высокое потребление, по сравнению со средним по стране, наблюдается в приграничных областях на западе, севере и северо-востоке. На юге выделяется Жамбылская область.

Это свидетельствует о явных перетоках дизеля из РК в РФ и Киргизию. Очевидно, что диспаритет цен провоцирует скрытый экспорт, от которого теряют как внутренние потребители, так и республиканский бюджет.

И в завершение, остановимся на задачах для даун-стрима в среднесрочной и краткосрочной перспективе.

Основным фокусом развития нефтепереработки сегодня является повышение операционной эффективности. С точки зрения перспектив, наибольший потенциал мы видим в развитии нефтехимии и газохимии.

Что касается рынка, главная задача в ближайшее время – выровнять цены с соседними странами для предотвращения перетока нефтепродуктов и повышения привлекательности переработки на внутреннем рынке.

В среднесрочной перспективе необходима дальнейшая либерализация рынка, в частности, организация в стране биржи нефтепродуктов.

В долгосрочной перспективе: учитывая, что первые незначительные дефициты нефтепродуктов возникнут лишь в 2032 году, строительство мощностей необходимо начинать не раньше 2025 года. 🌐