Международная академия нефти и газа, International academy of oil and gas[1] (Россия, Russia)
Федеральный Центр Инноваций и Компетенций,
Federal Center for Innovations and Competencies (Россия, Russia) [2]
Российская академия естествознания, Russian academy of natural science[2] (Россия, Russia)

Создание производства СУГ и СПГ на базе процессов сбора нефти и попутного газа на примере Миннибаевского ГПЗ ПАО «Татнефть»,

Creation of LPG and LNG production based on oil and associated gas gathering processes on the example of the Minnibayevsky GPZ of PJSC Tatneft

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich [1,2,3]

Аль-Имари Саиф Обайес Шахад, Al-Imari Saif Obayes Shahad[1,2]

Ведущий научный сотрудник[1,2,3], кандидат технических наук, доцент[1,2], профессор РАЕ [3]

УДК 665.62 Шифр научной специальности ВАК:
2.3.3 – Процессы и аппараты нефтепереработки и нефтехимии, «Нефтехимия» — 1.4.12.

E-mail: kemalov@mail.ru

Аннотация: В представленной работе проведено технико-экономическое обоснование создания современного производства по выпуску сжиженных углеводородных газов (СУГ) и сжиженного природного газа (СПГ) на базе мощностей Миннибаевского газоперерабатывающего завода ПАО «Татнефть». Актуальность исследования обусловлена необходимостью глубокой переработки попутного нефтяного газа (ПНГ), диверсификации продукции и повышения экономической эффективности в условиях ужесточения экологических норм и освоения трудноизвлекаемых запасов. Установлена технологическая осуществимость проекта на основе реконструкции действующей криогенной установки, что позволяет сократить капитальные затраты на 30–50% по сравнению со строительством «с нуля»; в качестве оптимальной технологии сжижения обоснован цикл со смешанным хладагентом (SMR). Экономическая оценка показала расчетный срок окупаемости 5–8 лет при выпуске высокомаржинальных продуктов (СПГ для газомоторного топлива, СУГ, товарный гелий). Определен существенный экологический эффект: практически полное прекращение сжигания ПНГ на факелах и снижение выбросов загрязняющих веществ при использовании СПГ в качестве более чистого топлива. Практическая значимость работы заключается в разработке готового концептуального решения для ПАО «Татнефть».

Abstract: This paper provides a technical and economic feasibility study for creating a modern facility for the production of liquefied petroleum gases (LPG) and liquefied natural gas (LNG) based on the capacities of the Minnibayevsky Gas Processing Plant of PJSC Tatneft. The relevance of the study is determined by the need for deep processing of associated petroleum gas (APG), product diversification and increased economic efficiency amid tightening environmental regulations and the development of hard-to-recover reserves. The technological feasibility of the project based on the reconstruction of the existing cryogenic unit has been established, which makes it possible to reduce capital costs by 30–50% compared to greenfield construction; a mixed refrigerant cycle (SMR) has been substantiated as the optimal liquefaction technology. The economic assessment showed a calculated payback period of 5–8 years for the production of high-margin products (LNG for gas motor fuel, LPG, commercial helium). A significant environmental effect has been determined: an almost complete cessation of APG flaring and a reduction in pollutant emissions when using LNG as a cleaner fuel.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ (ПНГ); сжиженный природный газ (СПГ); сжиженные углеводородные газы (СУГ); Миннибаевский ГПЗ; ПАО «Татнефть»; глубокая переработка; реконструкция; технико-экономическое обоснование; маломасштабное LNG.

Keywords: associated petroleum gas (APG); liquefied natural gas (LNG); liquefied petroleum gases (LPG); Minnibayevsky gas processing plant; PJSC Tatneft; deep processing; reconstruction; feasibility study; small-scale LNG.

Материалы и методы

Выбросы парниковых газов, парниковый эффект, атлас экологического следа, расчет углеродного следа, глобальный гектар, сжигание ископаемого топлива. Объем биопродуктивного леса, способностью справляться с текущими уровнями выбросов CO2, внедрение биотоплива, баланс углекислого газа, сравнение биотоплива, произведенного из различных источников, биотопливо второго и третьего поколения. Биоэтанол, полученный из лигноцеллюлозы. Растительные отходы (как, например, стебли и листья кукурузы), отходы деревообрабатывающей промышленности (щепа, опилки) или некоторые многолетние травы (подорожник, мишантус и т.д.), растущие на почве низкого качества, не пригодной для многих других сельскохозяйственных целей. Биодизельное топливо, получаемое из водорослей. Анализ жизненного цикла конкретного вида биотоплива. Вклады в

выбросы, связанные с производством и использованием топлива (период), а также с экономией энергии (Esav) за счет использования биотоплива. Экономия выбросов парниковых газов при замене ископаемого топлива.

Materials and methods

Greenhouse gas emissions, greenhouse effect, atlas of the ecological footprint, calculation of the carbon footprint, global hectare, burning of fossil fuels. The volume of bio-productive forest, the ability to cope with current levels of CO2 emissions, the introduction of biofuels, carbon dioxide balance, comparison of biofuels produced from various sources, second and third generation biofuels. Bioethanol obtained from lignocellulose. Plant waste (such as corn stalks and leaves), waste from the woodworking industry (wood chips, sawdust), or some perennial grasses (plantain, michanthus, etc.) growing on low-quality soil unsuitable for many other agricultural purposes. Biodiesel produced from algae. Life cycle analysis of a specific type of biofuel. Contributions to emissions related to fuel production and use (period), as well as energy savings (Esav) through the use of biofuels. Saving greenhouse gas emissions by replacing fossil fuels.

1. ВВЕДЕНИЕ

Эффективное использование попутного нефтяного газа (ПНГ) было и остается одной из ключевых задач для российской нефтегазовой отрасли, стоящей на стыке экономической целесообразности, экологической ответственности и технологического развития. Несмотря на значительный прогресс в утилизации ПНГ, сохраняются вызовы, связанные с освоением трудноизвлекаемых запасов, удаленностью месторождений от магистральной инфраструктуры и необходимостью диверсификации продуктового портфеля компаний для повышения добавленной стоимости [1]. В этом контексте создание современных мощностей по производству сжиженных газов – сжиженных углеводородных газов (СУГ) и сжиженного природного газа (СПГ) – представляет собой стратегически важное направление, позволяющее трансформировать газовый поток в транспортабельный, востребованный на рынке продукт [2].

Особую актуальность эта задача приобретает для давно разрабатываемых месторождений, таких как месторождения Республики Татарстан, где обеспечение рационального недропользования требует внедрения инновационных решений. ПАО «Татнефть», являясь одним из лидеров отрасли, последовательно реализует политику глубокой переработки углеводородного сырья. Миннибаевский газоперерабатывающий завод (МГПЗ), входящий в состав Управления «Татнефтегазпереработка», исторически играет ключевую роль в переработке ПНГ с Ромашкинского и других месторождений [3]. В настоящее время на предприятии ведется активная работа по модернизации, направленной на увеличение глубины переработки и расширение ассортимента продукции, что создает прочную основу для реализации более сложных технологических проектов [4].

Основные показатели Миннибаевского ГПЗ

Таким образом, целью данной научно-исследовательской работы является разработка технико-экономического обоснования создания комплекса по производству СУГ и СПГ на базе существующих и планируемых мощностей Миннибаевского ГПЗ.

Для достижения этой цели в работе последовательно решаются следующие задачи:

1) анализ современных технологий получения СУГ и СПГ, включая мировые тренды маломасштабного производства (small-scale LNG);

2) всесторонняя оценка текущего состояния, инфраструктуры и сырьевого потенциала Миннибаевского ГПЗ;

3) разработка и обоснование концептуальных технологических решений по интеграции нового производства в действующую технологическую схему предприятия;

4) оценка ожидаемой экономической эффективности и экологического эффекта от реализации проекта. Объектом исследования выступает Миннибаевский газоперерабатывающий завод ПАО «Татнефть», а предметом – технологические и организационные процессы, связанные с глубокой переработкой ПНГ с получением сжиженных газов.

Таблица 1 – Основные показатели Миннибаевского ГПЗ

Показатель	Характеристика / Значение	Комментарий
Историческая мощность	Более 630 млн м³ газа в год (2006 г.)	Базовая мощность по переработке ПНГ [3]
Ключевой актив	Криогенная установка (Цех №2, 2010 г.)	Основа для глубокой переработки и потенциального производства СПГ/СУГ [4]
Текущий тренд	Реконструкция и наращивание мощностей	Планы по увеличению переработки на 30–40% к 2030 г. для новых проектов [4]
Сырьевая база	ПНГ месторождений Татарстана, включая трудноизвлекаемые запасы	Рост ресурсной базы за счет новых методов разработки [1]

Таблица 1 – Main indicators of the Minnibayevsky Gas Processing Plant

ПАО «Татнефть» и Управление «Татнефтегазпереработка»

ПАО «Татнефть» — крупнейшая нефтяная компания России, которая осуществляет свою работу в статусе интегрированных компаний. На долю компаний приходится примерно 8% всей добываемой всей нефти в России и большее 80% нефти, разрабатываемой и доставляемой на территории Татарстана.

Помимо переработки нефти Компания осуществляет переработку попутного нефтяного газа (ПНГ) на Миннибаевском ГПЗ.



Рисунок 1 – Газовое крыло ПАО «Татнефть»

Этот завод относится к Управлению «Татнефтегазпереработка» — предприятию, которое занимается сбором, транспортировкой и переработкой ПНГ и широких фракций лёгких углеводородов с 63-х лицензионных участков и месторождений ПАО «Татнефть», а также производит выработку фракций сжиженных газов, бензиновых фракций, этановой и метановой фракций (сухого отбензиненного газа), технической серы. В рамках первого этапа модернизации и технического перевооружения ГПЗ запланированы работы на установке сероочистки с увеличением ее производительности для приёма дополнительных объемов ПНГ; на компрессорной установке сырого газа, блоке очистных сооружений.

Одним из ключевых проектов данного этапа стало строительство криогенной установки по глубокой переработке сухого отбензиненного газа. Производительность установки по сырью составляет 365 тыс. тонн в год, глубина отбора этановой фракции - 91%. В 2015 году выработка этановой фракции на предприятии составила 164,2 тыс. тонн, в 2016 году она выросла почти до 180 тыс. тонн.

Второй этап реконструкции предприятия планируется завершен в 2022 году. До этого времени работы должны быть проведены на установках осушки и очистки газа, низкотемпературной конденсации, ГФУ-2, ГФУ-3000 и ряде других объектов. В частности, на ГФУ-2 предполагается нарастить производительность колонны бутана.

На последнем этапе начнется модернизация резервуарного парка. Согласно презентации компании, перспективным "Татнефтегазпереработка" для себя определяет строительство установки выделения гелия производительностью 77,5 тыс. тонн в год и установки получения СПГ мощностью 42 тыс. тонн в год.

ОАО Татнефтегазпереработка является структурным подразделением ПАО Татнефть, которое занимается переработкой попутного нефтяного газа и широких фракций легкого углеводорода с получением СУГ, бензиновых фракций, этановой и метановой фракций, технической серы.

1. INTRODUCTION

The efficient use of associated petroleum gas (APG) remains one of the key tasks for the Russian oil and gas industry, standing at the intersection of economic feasibility, environmental responsibility and technological development. Despite significant progress in APG utilization, challenges persist related to the development of hard-to-recover reserves, the remoteness of fields from trunk infrastructure and the need to diversify product portfolios to increase added value [1]. In this context, the creation of modern facilities for the production of liquefied gases — liquefied petroleum gases (LPG) and liquefied natural gas (LNG) — is a strategically important direction that makes it possible to transform the gas stream into a transportable, marketable product [2].

This task is particularly relevant for long-developed fields, such as the fields of the Republic of Tatarstan, where rational subsurface management requires innovative solutions. PJSC Tatneft, one of the industry leaders, consistently pursues a policy of deep hydrocarbon processing. The Minnibayevsky Gas Processing Plant (MGPZ), part of the Tatneftegazpererabotka Administration, has historically played a key role in processing APG from the Romashkino and other fields [3]. Currently, active modernization is underway at the plant aimed at increasing processing depth and expanding the product range.

Thus, the aim of this research is to develop a feasibility study for creating an LPG and LNG production complex based on the existing and planned capacities of the Minnibayevsky GPZ. The following tasks are solved in sequence: 1) analysis of modern LPG and LNG production technologies, including small-scale LNG trends; 2) a comprehensive assessment of the current state, infrastructure and feedstock potential of the Minnibayevsky GPZ; 3) development and substantiation of conceptual technological solutions for integrating the new production facility into the existing process scheme; 4) assessment of the expected economic efficiency and environmental effect of the project. The object of the study is the Minnibayevsky Gas Processing Plant of PJSC Tatneft; the subject is the technological and organizational processes associated with deep APG processing to obtain liquefied gases.

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Технология производства СУГ и СПГ (Technologies of LPG and LNG production)

Как было определено во введении, основным сырьем для создания нового производства на Миннибаевском ГПЗ является попутный нефтяной газ (ПНГ). Его компонентный состав, варьирующийся в зависимости от месторождения, напрямую определяет технологическую цепочку и потенциальный ассортимент продукции. Для месторождений Татарстана, питающих Миннибаевский ГПЗ, характерен ПНГ с относительно высоким содержанием тяжелых углеводородов (C3+), что делает его ценным сырьем не только для получения товарного метана, но и для производства широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) – основы для СУГ [1, 5]. После удаления тяжелых компонентов получается очищенный (отбензиненный) газ, преимущественно метановый, который служит идеальным сырьем для сжижения в СПГ [6].

Процесс производства сжиженных углеводородных газов (СУГ), основу которых составляют пропан и бутан, является хорошо освоенным этапом в цепи переработки ПНГ. Ключевыми стадиями здесь являются низкотемпературная сепарация и ректификация, позволяющие выделить целевую фракцию из общего потока углеводородов [7]. Современные установки, такие как криогенные или адсорбционные, обеспечивают высокую степень извлечения пропан-бутановой смеси, что критически важно для экономики проекта. СУГ, будучи сжиженным под сравнительно невысоким давлением, представляет собой удобный и высокоэнергетический продукт для снабжения бытовых потребителей в удаленных районах, использования в качестве моторного топлива и сырья для нефтехимии [5, 7].

Более технологически сложной задачей является производство сжиженного природного газа (СПГ). Для перевода метана в жидкое состояние требуется его глубокое охлаждение до температуры примерно -161,5 °C при атмосферном давлении, что приводит к сокращению объема в 600 раз и открывает возможности для эффективной транспортировки и хранения [8]. Мировым трендом для таких объектов, как Миннибаевский ГПЗ, является концепция маломасштабного СПГ (small-scale LNG). В отличие от гигантских береговых заводов, эти установки характеризуются модульностью, гибкостью по производительности и возможностью интеграции в существующую инфраструктуру, что минимизирует капитальные затраты [8, 9].

Таблица 2 – Сравнение ключевых технологических параметров СУГ и СПГ

Параметр	Сжиженные углеводородные газы (СУГ)	Сжиженный природный газ (СПГ)
Основной компонент	Пропан, бутан	Метан (не менее 90–95%)
Условия хранения	При температуре окружающей среды под давлением (до 1,6 МПа)	При атмосферном давлении и криогенной температуре (около –162 °С)
Технология получения	Низкотемпературная конденсация, ректификация, адсорбция	Каскадные или смешанные рефрижераторные циклы с глубоким охлаждением
Энергоемкость процесса	Относительно низкая	Высокая; основная статья затрат — компримирование и охлаждение
Ключевое преимущество	Широкая область применения, развитая логистика	Максимальная плотность энергии для транспортировки метана

Таблица 2 – Comparison of the key technological parameters of LPG and LNG

Выбор конкретной технологии сжижения для СПГ является компромиссом между энергоэффективностью, капитальными затратами и масштабом производства. Для проектов, аналогичных потенциальному проекту на Миннибаевском ГПЗ, часто рассматриваются циклы с азотным холодильным агентом или смешанные хладагенты, которые хорошо зарекомендовали себя в диапазоне малых и средних мощностей [9]. Эти технологии отличаются относительной простотой, надежностью и позволяют использовать существующие инженерные коммуникации, что снижает сложность интеграции [4, 9].

Таким образом, современные технологические решения позволяют эффективно преобразовывать ПНГ в высоколиквидные сжиженные продукты. Успех такого проекта, однако, будет напрямую зависеть от того, насколько выбранные технические решения соответствуют конкретным условиям существующего производства. Это определяет логику дальнейшего исследования: прежде чем предлагать технологическую схему, необходимо провести детальный анализ текущего состояния и потенциала Миннибаевского ГПЗ, что и составляет предмет следующей главы.

Technologies of LPG and LNG production

The associated petroleum gas of the Tatarstan fields is characterized by a relatively high content of heavy hydrocarbons (C3+), which makes it a valuable feedstock not only for commercial methane but also for the production of wide fraction of light hydrocarbons (WFLH) — the basis for LPG [1, 5]. After the removal of heavy components, the purified (stabilized) gas, mainly methane, serves as ideal feedstock for LNG production [6].

The production of LPG, based on propane and butane, is a well-established stage in the APG processing chain. The key stages are low-temperature separation and rectification [7]. A more technologically complex task is LNG production: converting methane to liquid requires deep cooling to approximately –161.5 °C at atmospheric pressure, which reduces the volume by 600 times [8]. The world trend for such facilities as the Minnibayevsky GPZ is the concept of small-scale LNG, characterized by modularity, flexibility and the possibility of integration into existing infrastructure, which minimizes capital costs [8, 9].

A comparison of the key technological parameters of LPG and LNG is given in Table 2. The choice of a specific liquefaction technology is a compromise between energy efficiency, capital costs and production scale; for small and medium capacities, nitrogen-cycle and mixed-refrigerant cycles are well proven [4, 9].

Миннибаевский ГПЗ как база для нового производства (The Minnibayevsky GPZ as a basis for new production)

Переходя от общих технологических принципов к конкретному проекту, необходимо детально оценить платформу для его реализации – Миннибаевский газоперерабатывающий завод. Исторически созданный в 1955 году для решения задачи утилизации ПНГ гигантского Ромашкинского месторождения, завод прошел несколько этапов модернизации, трансформируясь из простого узла подготовки газа в значимый технологический комплекс [3]. Сегодня, в структуре Управления «Татнефтегазпереработка», он выполняет критически важную функцию по приему, обработке и направлению в магистральную сеть газа с группы месторождений, обеспечивая как выполнение экологических норм, так и рациональное использование ресурсов.

Ключевым активом, который делает проект производства СПГ и СУГ технически осуществимым, является действующая криогенная установка (КГУ) в цехе №2, введенная в

эксплуатацию в 2010 году [4]. Это не абстрактная инфраструктура, а конкретный технологический узел, предназначенный для глубокой низкотемпературной переработки уже подготовленного, отбензиненного газа. Ее наличие кардинально меняет ситуацию: основная часть капиталоемких и сложных процессов – компримирование, осушка, предварительное охлаждение – уже существует и функционирует. По сути, задача сводится не к строительству завода «с нуля» в чистом поле, а к реконструкции и расширению действующего производства, что предполагает значительно меньшие инвестиции и риски [4, 10]. Параллельно с этим завод обладает разветвленной системой газосборных трубопроводов (таких как газопровод Бавлы-Миннибаево), что гарантирует стабильную сырьевую поставку [3].

Таблица 3 – Трансформация производственного потенциала Миннибаевского ГПЗ

Аспект	**Существующее состояние (фактическая база)**	**Потенциал после реконструкции (проектный вектор)**
Основная функция	Переработка ПНГ с получением товарного газа и ШФЛУ	Глубокая переработка с выпуском товарного газа, ШФЛУ, СУГ, СПГ и гелия
Ключевой технологический актив	Криогенная установка (КГУ) для низкотемпературной сепарации	Модернизированная КГУ с блоком сжижения метана и выделения гелия [4, 10]
Сырье	ПНГ с традиционных месторождений	ПНГ с традиционных и трудноизвлекаемых запасов, увеличение объемов [1]
Продуктовая линейка	Подготовленный газ, ШФЛУ	Подготовленный газ, ШФЛУ, товарный пропан-бутан (СУГ), СПГ, газообразный гелий
Экономический эффект	Оптимизация затрат на утилизацию ПНГ, выручка от газа и ШФЛУ	Существенный рост добавленной стоимости за счет высокомаржинальных сжиженных продуктов

Таблица 3 – Transformation of the production potential of the Minnibayevsky GPZ

Газофракционирующие мощности Миннибаевского ГПЗ представлены установками ГФУ-2 и ГФУ-300, предназначенными для разделения ШФЛУ с установки низкотемпературной конденсации и ректификации на индивидуальные компоненты. На ГФУ-2 ШФЛУ разделяют на пропановую, изобутановую, бутановую фракции и фракцию стабильного бензина. Ввод ГФУ-300 расширил номенклатуру продукции с выпуском пентана и пентан-изопентановой фракции (рисунок 1).



Рисунок 1 – Установка ГФУ-2 (источник: составлено автором по данным ПАО «Татнефть»)

Сырьевой потенциал для нового производства также оценивается как устойчивый и имеет тенденцию к росту. Это связано не только с текущими объемами добычи, но и с стратегией ПАО «Татнефть» по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов и активному применению

методов увеличения нефтеотдачи, которые неизменно сопровождаются увеличением газового фактора [1]. Таким образом, завод столкнется с необходимостью перерабатывать возрастающие и возможно меняющиеся по составу объемы ПНГ. Создание комплекса по производству СУГ и СПГ становится в этой ситуации не просто инициативой по диверсификации, а логичным и необходимым шагом по адаптации инфраструктуры к будущим сырьевым потокам, обеспечивающим их полную и рентабельную утилизацию.

Важно отметить, что Миннибаевский ГПЗ не является статичным предприятием. Он обладает доказанным опытом реализации инновационных проектов в тесной связке с научно-техническим комплексом «Татнефти». Это создает прецедент для работы над сложными технологическими задачами, подобными организации сжижения газа. Наличие квалифицированного персонала, отработанных процедур техперевооружения и интеграции в единую производственную цепочку компании существенно снижает немонетарные риски проекта.

Ключевым звеном глубокой переработки на предприятии является действующая криогенная установка, введенная в эксплуатацию в 2010 году. После запуска криогенной установки выработка этана на ГПЗ выросла в 1,5 раза — с 90 до 140 тыс. т в год, выработка сухого газа — до 198 млн м³. Новая криогенная установка обладает технологией получения глубокого холода (–183,7 °С) и его повторного использования и высокой степенью автоматизации, является единственной в России (рисунок 2).



Рисунок 2 – Криогенная установка (источник: составлено автором по данным ПАО «Татнефть»)

Рисунок - Схема интеграции нового производства в технологический поток Миннибаевского ГПЗ

Проведенный анализ позволяет сделать принципиальный вывод: Миннибаевский ГПЗ обладает не абстрактной «площадкой», а полноценной технологической, инфраструктурной и кадровой основой для реализации проекта. Наличие действующей криогенной установки, стабильной сырьевой базы с потенциалом роста и опыта модернизаций переводит задачу из разряда теоретических в плоскость практического проектирования. Следующим логическим шагом является разработка конкретных технологических решений по реконструкции, что и составляет содержание последующей главы.

The Minnibayevsky GPZ as a basis for new production

Historically created in 1955 to solve the problem of APG utilization from the giant Romashkino field, the plant has undergone several stages of modernization [3]. The key asset that makes the LNG and LPG project technically feasible is the existing cryogenic unit (CU) in shop No. 2, commissioned in 2010 [4]. The capital-intensive and complex processes — compression, drying, pre-cooling — already exist and operate. In essence, the task is not to build a plant from scratch, but to reconstruct and expand the existing production, which implies significantly lower investments and risks [4, 10]. After the cryogenic unit was launched, ethane production increased 1.5 times — from 90 to 140 thousand tons per year, and dry gas production reached 198 million m³; the unit provides deep cooling to –183.7 °C and is unique in Russia.

The feedstock potential is assessed as sustainable and tends to grow due to the strategy of PJSC Tatneft to involve hard-to-recover reserves and enhanced oil recovery methods, which are invariably accompanied by an increase in the gas factor [1]. The plant has proven experience in implementing innovative projects in close cooperation with the scientific and technical complex of Tatneft, which significantly reduces non-monetary project risks. The transformation of the production potential is presented in Table 3, and the scheme of integration of the new production into the process flow is shown in Figure 3.

Технологические решения по организации производства СУГ и СПГ (Technological solutions for organizing LPG and LNG production)

Основываясь на детальном анализе потенциала завода, можно перейти к формулированию конкретных технологических решений. Ядром проекта должна стать реконструкция и расширение существующей криогенной установки (КГУ) в цехе №2, а не строительство обособленного производства «с нуля». Такой подход, подтвержденный опытом модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий, позволяет минимизировать капитальные затраты, сократить сроки реализации и использовать уже функционирующие системы подготовки сырья, энергоснабжения и контроля [4, 10]. Концепция предполагает создание единого технологического комплекса глубокой переработки, где поток отбензиненного газа после выделения ШФЛУ будет разделяться: часть направляется в новый блок получения товарного гелия, а часть — в блок сжижения метана для производства СПГ [4, 10].

Выбор конкретной технологии сжижения является критически важным решением, определяющим энергоэффективность и надежность всего комплекса. Для производительности, соответствующей масштабам Миннибаевского ГПЗ (от 50 до 500 тыс. тонн СПГ в год), наиболее целесообразными являются технологии маломасштабного (small-scale) и среднемасштабного (mid-scale) СПГ. В частности, цикл с одним смешанным хладагентом (Single Mixed Refrigerant, SMR) обладает оптимальным балансом для данного случая: он менее капиталоемок, чем каскадные циклы, имеет относительно высокий КПД и хорошо адаптируется к изменениям в нагрузке [11, 12]. Альтернативой может служить азотный цикл, отличающийся максимальной безопасностью и простотой эксплуатации, однако его энергоэффективность обычно ниже [9]. Решающим фактором при окончательном выборе должна стать детальная технико-экономическая оптимизация с учетом точных параметров подаваемого газа и требований к гибкости производства.

Таблица 4 – Сравнение технологических вариантов для блока сжижения метана

Критерий	**Цикл со смешанным хладагентом (SMR)**	**Азотный цикл**	**Применимость для Миннибаевского ГПЗ**
Энергоэффективность	Высокая (удельные энергозатраты ~0,35–0,38 кВт·ч/кг СПГ)	Средняя / ниже средней (удельные затраты ~0,45–0,50 кВт·ч/кг СПГ)	SMR предпочтительнее для снижения операционных расходов при стабильной работе
Капитальные затраты (CAPEX)	Умеренные, ниже, чем у каскадных циклов	Относительно низкие за счет простоты и безопасности системы	Азотный цикл может быть выгоден при жестких бюджетных ограничениях
Гибкость и надежность	Хорошая гибкость по нагрузке, сложность выше	Очень высокая надежность, простая эксплуатация, хороший холодопотенциал	Азотный цикл надежнее и проще в управлении для несырьевого завода
Ключевой вывод	Оптимален для проектов, где приоритет — долгосрочная эффективность	Оптимален для проектов, где приоритет — надежность и безопасность	Требует детального расчета с учетом конкретных условий и тарифов на энергию

Таблица 4 – Comparison of technological options for the methane liquefaction unit

Интеграция нового блока сжижения в действующую схему должна быть организована с минимальным вмешательством в текущий режим работы. Поток осушенного и отбензиненного газа с существующей КГУ будет частично или полностью перенаправляться на вход новой установки. При этом критически важным является обеспечение резервирования и возможности работы в различных технологических режимах (например, только подготовка газа или параллельное производство СПГ). Для хранения готовой продукции необходимо предусмотреть криогенные резервуары для СПга типа «сосуд Дюара» или стационарные изотермические емкости, а также парк цистерн или автотранспорта для СУГ, что определит логистическую модель.

Вопросы логистики и сбыта формируют второй контур проекта. Производство СУГ естественным образом впишется в существующую товарную линейку и будет реализовываться через действующие каналы. Производство СПГ открывает новые рынки: газомоторное топливо для тяжелого транспорта и карьерной техники в регионе, снабжение удаленных потребителей, не подключенных к газораспределительным сетям, а также потенциальный экспорт через перевалочные терминалы [2, 8]. Успех проекта будет зависеть не только от технологической части, но и от проработки коммерческой стратегии, подтверждающей востребованность новых продуктов.

Таким образом, технологическая осуществимость проекта на базе реконструкции подтверждена наличием отработанных решений для маломасштабного сжижения. Выбор между SMR и азотным циклом требует углубленного анализа, но в любом случае обеспечит создание нового, высокотехнологичного передела на предприятии. Окончательное решение и оценка жизнеспособности проекта невозможны без анализа экономических показателей и экологического эффекта, что станет предметом заключительного этапа исследования.

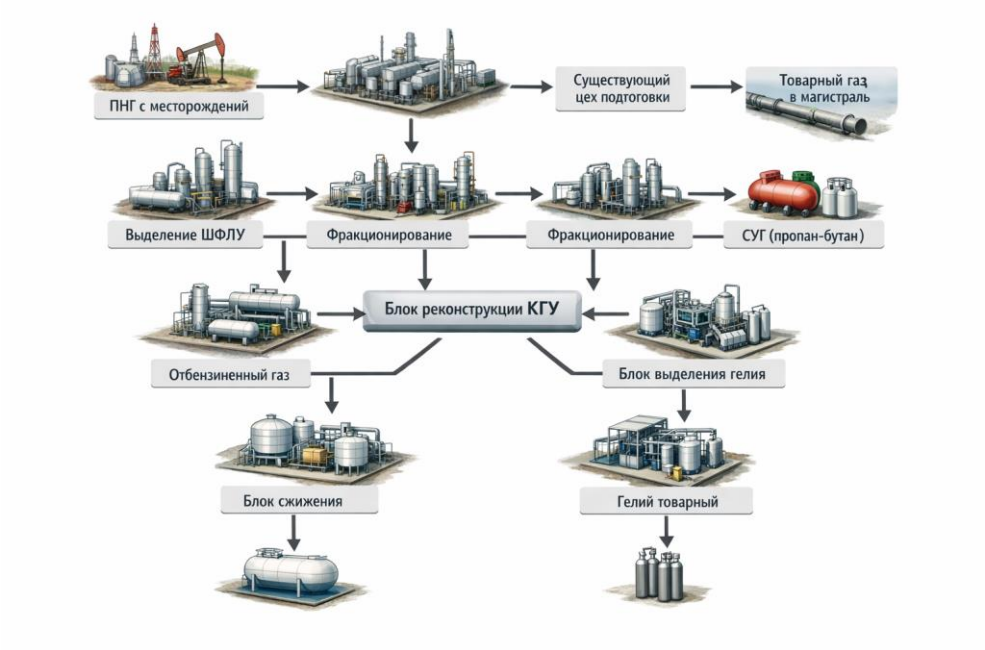


Рисунок 3 – Схема интеграции нового производства в технологический поток Миннибаевского ГПЗ (источник: составлено автором)

Technological solutions for organizing LPG and LNG production

The core of the project should be the reconstruction and expansion of the existing cryogenic unit in shop No. 2, rather than building a stand-alone facility from scratch. This approach minimizes capital costs, shortens the implementation time and uses the already operating feedstock preparation, power supply and control systems [4, 10]. For the capacities corresponding to the scale of the Minnibayevsky GPZ (from 50 to 500 thousand tons of LNG per year), small-scale and mid-scale LNG technologies are the most appropriate. In particular, the Single Mixed Refrigerant (SMR) cycle has an optimal balance: it is less capital-intensive than cascade cycles, has a relatively high efficiency and adapts well to load changes [11, 12]. An alternative is the nitrogen cycle, distinguished by maximum safety and operational simplicity, but usually with lower energy efficiency [9]. A comparison of the technological options is given in Table 4, and the integration scheme is shown in Figure 3.

The integration of the new liquefaction unit into the existing scheme should be organized with minimal interference in the current operating regime. The flow of dried and stabilized gas from the existing cryogenic unit will be partially or completely redirected to the inlet of the new unit; redundancy and the possibility of operating in various technological modes are critically important. For finished products storage, cryogenic LNG tanks (Dewar vessels or stationary isothermal tanks) and a fleet of LPG tank cars will be required. LPG will naturally fit into the existing product line; LNG opens new markets: gas motor fuel for heavy transport and quarry equipment in the region, supply to remote consumers not connected to gas distribution networks, and potential export through transfer terminals [2, 8].

Экономическое и экологическое обоснование проекта (Economic and environmental justification of the project)

Разработанные технологические решения обретают практический смысл лишь при условии их экономической целесообразности и положительного экологического баланса. Оценка этих аспектов для проекта на Миннибаевском ГПЗ показывает его комплексную эффективность. Капитальные затраты (CAPEX) будут существенно ниже, чем при строительстве нового завода, поскольку ключевые объекты инфраструктуры – установка подготовки, компрессорные станции, системы энергоснабжения – уже существуют [4, 10]. Основные инвестиции направятся на закупку блока сжижения (например, по технологии SMR), криогенных емкостей для хранения СПГ, модуля фракционирования для СУГ, а также на строительно-монтажные работы по интеграции. По аналогии с проектами схожего масштаба,

можно ориентировочно оценить CAPEX в диапазоне 2-5 млрд рублей, что требует детального проектирования для уточнения [12, 13].

Операционные расходы (OPEX) в значительной степени будут определяться стоимостью электроэнергии, как наиболее ресурсоемкой составляющей процесса сжижения. Энергоэффективность выбранной технологии (SMR или азотный цикл) напрямую повлияет на себестоимость конечного продукта [9, 11]. Другие статьи OPEX включают заработную плату, обслуживание оборудования, логистику и обеспечение сырьем, которое, однако, является внутренним ресурсом ПАО «Татнефть» и оценивается по трансфертным ценам.

Таблица 5 – Ожидаемые экономические и экологические эффекты проекта

Критерий оценки	**Количественный индикатор / характеристика**	**Комментарий и обоснование**
Капитальные затраты (CAPEX)	Снижение на 30–50% относительно «greenfield»-проекта	Экономия достигается за счет использования действующей инфраструктуры КГУ [10]
Окупаемость проекта (DPP)	5–8 лет (при благоприятной рыночной конъюнктуре)	Рассчитывается на основе прогноза выручки от продажи СУГ, СПГ и гелия при заданном CAPEX
Рост добавленной стоимости	Кратный рост маржинальности с единицы сырья	Переход от продажи товарного газа к высокомаржинальным сжиженным продуктам [2, 8]
Снижение выбросов CO_2	Десятки тысяч тонн в год	Достигается за счет прекращения сжигания ПНГ на факелах и замещения угля/мазута СПГ у потребителей [14]
Коммерциализация гелия	Получение дополнительного высоколиквидного продукта	Гелий — стратегический газ; его извлечение повышает рентабельность глубокой переработки [10]

Таблица 5 – Expected economic and environmental effects of the project

Оценка экономической эффективности базируется на прогнозе выручки от реализации новых продуктов. СПГ, ориентированный на рынок газомоторного топлива и удаленных потребителей, имеет устойчивый ценовой паритет с дизельным топливом, обеспечивая стабильный спрос [8]. СУГ традиционно пользуется высоким рыночным спросом в сегментах коммунально-бытового хозяйства и нефтехимии. Дополнительным доходным потоком может стать продажа гелия – ценного инертного газа, извлечение которого заложено в проект реконструкции КГУ [4, 10]. При таком раскладе расчетный срок окупаемости проекта может составить от 5 до 8 лет, что соответствует стандартным отраслевым показателям для подобных проектов модернизации [13].

Экологический эффект проекта носит двойной положительный характер. Во-первых, он направлен на полное и рациональное использование ПНГ, минимизируя его сжигание на факелах и соответствующие выбросы парниковых газов и загрязняющих веществ, что соответствует глобальным экологическим трендам и строгим нормативным требованиям [14]. Во-вторых, производимый СПГ является самым экологичным видом ископаемого топлива. Его использование для замещения дизельного топлива в грузовом транспорте или мазута в котельных приводит к снижению выбросов оксидов серы (SOx) на 99-100%, оксидов азота (NOx) на 80-90% и твердых частиц (PM) на 99% [15]. Таким образом, проект вносит вклад не только в локальную экологию региона размещения завода, но и в общее снижение углеродного следа от транспортного и энергетического секторов.

Проведенный анализ позволяет заключить, что проект создания производства СУГ и СПГ на базе Миннибаевского ГПЗ является технологически реализуемым, экономически привлекательным и экологически ответственным. Он напрямую способствует достижению стратегических целей ПАО «Татнефть» в области глубокой переработки, диверсификации продукции и повышения энергоэффективности.

Economic and environmental justification of the project

Capital expenditures (CAPEX) will be significantly lower than when building a new plant, since the key infrastructure facilities — the preparation unit, compressor stations, power supply systems — already exist [4, 10]. The main investments will be directed to the purchase of a liquefaction unit (SMR technology), cryogenic LNG storage tanks, an LPG fractionation module and construction and installation work. By analogy with projects of a similar scale, CAPEX can be tentatively estimated at 2–5 billion rubles [12, 13].

Operating expenses will largely be determined by the cost of electricity as the most resource-intensive component of liquefaction.

The estimated payback period can be 5–8 years, which corresponds to standard industry indicators for such modernization projects [13]. The environmental effect is doubly positive: on the production side, an almost complete cessation of APG flaring will be achieved [14]; on the consumption side, the replacement of diesel fuel and fuel oil with LNG will lead to a reduction in SOx emissions by 99–100%, NOx by 80–90% and particulate matter by 99% [15]. The project contributes both to the local ecology of the region and to the overall reduction of the carbon footprint of the transport and energy sectors.

Заключение (Conclusions)

1. Технологическая осуществимость и оптимальный путь реализации. Создание производства СУГ и СПГ на Миннибаевском ГПЗ является технически реализуемым проектом с высокой степенью готовности инфраструктуры. Ключевым фактором, снижающим риски и капитальные затраты, является реконструкция и расширение существующей криогенной установки, а не строительство нового завода «с нуля» [4, 10]. Наилучшим технологическим решением для блока сжижения метана в заданном диапазоне мощностей является цикл со смешанным хладагентом (SMR), обеспечивающий оптимальный баланс между энергоэффективностью и капитальными вложениями [11, 12].

2. Экономическая целесообразность и рыночные перспективы. Использование действующих мощностей позволяет сократить капитальные затраты на 30–50% по сравнению с аналогичным проектом «greenfield» [10]. Основными драйверами доходности станут продажа высокомаржинальных продуктов — СПГ для рынка газомоторного топлива и удаленных потребителей, а также СУГ для нефтехимии и коммунального сектора [2, 8]. Дополнительный доход обеспечит извлечение и коммерциализация гелия [10]. Расчетный срок окупаемости может составить 5–8 лет [13].

3. Значительный экологический и стратегический эффект. На стороне производства будет достигнуто практически полное прекращение сжигания ПНГ на факелах [14]; на стороне потребления замещение дизельного топлива и мазута СПГ приведет к резкому сокращению выбросов SOx, NOx и твердых частиц [15]. Стратегически проект способствует выполнению задач ПАО «Татнефть» по увеличению глубины переработки, диверсификации продукции и повышению энергоэффективности.

4. Конкретные предложения для реализации: выполнить детальное технологическое проектирование и ТЭО с привлечением профильных инженерных компаний; провести оптимизационный расчет для окончательного выбора между технологиями SMR и азотного цикла; разработать поэтапный план реконструкции КГУ, минимизирующий простои действующего производства; инициировать маркетинговую проработку и предварительные переговоры с потенциальными потребителями СПГ и СУГ в регионе.

Таблица 6 – Резюме ключевых выводов проекта

Аспект	**Основной вывод**	**Эффект для Миннибаевского ГПЗ / «Татнефти»**
Технология	Реконструкция действующей КГУ с интеграцией блока сжижения (SMR-цикл) — оптимальный путь	Снижение CAPEX, использование готовой инфраструктуры, выпуск новых продуктов
Экономика	Проект окупаем за 5–8 лет за счет продажи высокомаржинальных СПГ, СУГ и гелия	Рост добавленной стоимости, диверсификация доходов, повышение рентабельности переработки
Экология	Ликвидация факельного сжигания ПНГ + производство экологичного моторного топлива	Выполнение нормативов, улучшение экологического имиджа, вклад в ESG-повестку
Стратегия	Проект соответствует курсу на глубокую переработку и рациональное использование ресурсов	Укрепление лидерских позиций в области инноваций и ресурсоэффективности

Таблица 6 – Summary of the key conclusions of the project

Conclusions

The creation of LPG and LNG production at the Minnibayevsky GPZ is a technically feasible project with a high degree of infrastructure readiness; the key risk-reducing factor is the reconstruction of the existing cryogenic unit rather than greenfield construction [4, 10]. The SMR mixed refrigerant cycle is the best technological solution for the methane liquefaction unit in the specified capacity range [11, 12]. The use of existing capacities reduces capital costs by 30–50% compared to a greenfield project; the calculated payback period is 5–8 years [10, 13]. The implementation of the project will ensure an almost complete cessation of APG flaring and, on the consumption side, a sharp reduction in SOx, NOx and particulate emissions through the replacement of diesel fuel and fuel oil with LNG [14, 15]. Thus, the organization of LPG and LNG production at the Minnibayevsky GPZ is a comprehensive, well-founded and promising direction for the development of the enterprise, combining technological innovation, economic benefits and environmental responsibility.

Список литературы (References):

1. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Сжиженные природные газы. Технологии производства, транспорта и применения. Экономика: учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанского (Приволжского) федерального университета, 2015. – 64 с.
2. Садыков Р.Ф. Уникальный завод Альметьевска // Нефть и жизнь. – 2004. – № 3.
3. Балыбердина И.Т. Физические методы переработки и использования газа: учебник для вузов. – М.: Недра, 1988. – 248 с.
4. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. – М.: Недра, 1980. – 293 с.
5. ГОСТ 12.1.013-78. Система стандартов безопасности труда.
6. ГОСТ 12.1.005-88. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация факторов.
8. Блябляс А.Н. Технология разделения попутного нефтяного газа в условиях отсутствия развитой инфраструктуры // Сборник материалов III Всероссийской научно-технической конференции аспирантов, магистрантов и молодых ученых с международным участием «Молодые ученые – ускорению научно-технического прогресса в XXI веке» / отв. за вып. А.П. Тюрин, А.Н. Домбрачев. – Ижевск: Изд-во ИННОВА, 2015. – С. 570–573.
9. Экономическое обоснование курсовых и дипломных проектов: методические указания / сост. В.И. Вольперт. – Казань, 1991. – 28 с.
10. Халиф А.Л., Кельцев Н.В. Отбензинивание попутных нефтяных газов. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 145 с.
11. Суханов В.П. Переработка нефти: учебник для проф.-техн. учеб. заведений. – М.: Высшая школа, 1974. – 335 с.
12. Черный И.Р. Производство сырья для нефтехимических синтезов. – М.: Химия, 1983. – 333 с.
13. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
14. Полоцкий Л.М., Лапшенков Г.И. Автоматизация химических производств. Теория, расчет и проектирование систем автоматизации. – М.: Химия, 1982. – 296 с.
15. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: справочник / Г.Г. Рабинович, П.М. Рябых, П.А. Хохряков и др.; под ред. Е.И. Судакова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1979. – 568 с.
16. Аналитическая служба «Нефтегазовой вертикали». Нефть и газ России, 2006 // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – 95 с.
17. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти и газа. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000. – 224 с.
18. Коротков П.И., Сандлер В.Г. Освоение высокопроизводительных установок переработки газа. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1975. – 131 с.
19. Багиров И.Т. Высокопроизводительные установки разделения газовых смесей. – М.: Химия, 1964. – 132 с.
20. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа. – Л.: Химия, 1972. – 464 с.
21. Сарданашвили А.Г., Львова А.П. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа. – М.: Химия, 1980. – 256 с.
22. Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. – М.: Химия, 1987. – 368 с.
23. Скобло А.И. Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. – М.: Химия, 1982. – 584 с.
24. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 1971. – 784 с.
25. Справочник нефтепереработчика / под ред. Г.А. Ластовкина [и др.]. – М.: Химия, 1986. – 648 с.
26. Технологические расчеты установок переработки нефти / М.А. Танатаров [и др.]. – М.: Химия, 1987. – 352 с.
27. Кувшинский М.Н., Соболева А.П. Курсовое проектирование по предмету «Процессы и аппараты химической промышленности». – М.: Высшая школа, 1980. – 223 с.
28. Гельперин Н.И. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 1981. – 812 с.