



Об утверждении Генеральной схемы газификации Республики Казахстан на 2015 - 2030 годы

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 4 ноября 2014 года № 1171. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 ноября 2023 года № 1055.

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 29.11.2023 № 1055.

В соответствии с подпунктом 4) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О газе и газоснабжении" Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

Сноска. Преамбула - в редакции постановления Правительства РК от 31.12.2022 № 1143 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Утвердить прилагаемую Генеральную схему газификации Республики Казахстан на 2015 - 2030 годы.

2. Центральным и местным исполнительным органам принять меры, вытекающие из настоящего постановления.

3. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

Премьер-Министр

Республики Казахстан

К. Масимов

Утверждена
постановлением Правительства
Республики Казахстан
от 4 ноября 2014 года № 1171

Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2015 – 2030 годы

Сноска. Генеральная схема - в редакции постановления Правительства РК от 31.12.2022 № 1143 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Раздел 1. Введение

1. Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2015 – 2030 годы (далее – Генеральная схема) является комплексным документом,

предусматривающим стратегические направления приоритетности обеспечения внутренних потребностей Республики Казахстан в газе.

2. В соответствии с Законом Республики Казахстан "О газе и газоснабжении" (далее – Закон) дальнейшая газификация страны включает достижение следующих основных задач:

1) дальнейшее развитие газификации Республики Казахстан с охватом газификацией новых территорий и обеспечением надежности поставок газа на внутреннем рынке и учетом перспективы газоснабжения во всех регионах Республики Казахстан;

2) модернизацию существующих и строительство новых объектов систем газификации с соединительными перемычками единой системы газоснабжения;

3) поддержание и развитие положительного баланса газовых ресурсов, и выработку товарного газа с учетом растущих объемов потребления природного газа в структуре топливно-энергетического баланса Республики Казахстан и эффективного его использования в сфере нефтегазохимии и энергетики.

Решения вышеперечисленных задач требуют принятия эффективных управленческих решений на долгосрочную перспективу с учетом темпов экономического развития Республики Казахстан.

3. Предпринятые в последние годы мероприятия по развитию газовой отрасли позволили добиться относительной финансовой стабилизации газотранспортных организаций, увеличения объемов работ и технической реконструкции магистральных и местных газопроводных систем, что отразилось на росте внутреннего потребления газа.

4. В настоящее время не в полной мере осуществляется переработка добываемого газа, на ряде месторождений отсутствует техническая возможность выделения и доставки природного газа с мест его добычи в систему транспортировки и регионы его потребления.

5. Принятие Генеральной схемы направлено на объединение технологически и территориально отдельных звеньев газовой составляющей в нефтегазовом комплексе и создание единой отраслевой системы добычи, переработки, транспортировки и доставки до потребителей природного газа в сочетании с доставкой сжиженного природного и нефтяного газов.

6. Актуализация Генеральной схемы направлена на создание условий для обеспечения внутренних потребностей Республики Казахстан в газе посредством не только широкомасштабного строительства новых газопроводов, но и внедрения цифровой технологии по цепочке транспортировки, доставки и учета подаваемого газа.

Раздел 2. Цели и задачи Генеральной схемы

7. Цели – создание условий для устойчивого социально-экономического развития Республики Казахстан через поэтапное развитие транзитных мощностей магистральных газопроводов и их экспортного потенциала, а также увеличение охвата населения газоснабжением через создание единой газотранспортной системы для полного обеспечения потребности в газоснабжении за счет собственных ресурсов газа, как экологически чистого топлива.

8. Основными задачами Генеральной схемы являются:

1) формирование приоритетных направлений развития газификации страны и перспективных проектов строительства новых магистральных газопроводов для создания единой газотранспортной системы страны и покрытия возрастающих потребностей в регионах;

2) определение перспективных схем транспортировки природного газа, размещение и модернизация объектов по подготовке, переработке и хранению товарного газа, а также доставке и реализации газа до потребителей в газообразном и (или) сжиженном виде;

3) создание условий для увеличения доли потребления газа в структуре топливно-энергетического баланса Казахстана;

4) разработка мер по государственной поддержке для разработки и введения в эксплуатацию новых газосодержащих месторождений при формировании долгосрочного баланса страны в природном газе;

5) эффективное взаимодействие акционерного общества "Национальная компания "QazaqGaz" (далее – национальный оператор) и местных исполнительных органов при реализации проектов газификации, а также организации стабильного газоснабжения потребителей в регионах;

6) реализация технической политики по реконструкции и модернизации объектов газотранспортной системы для обеспечения надежности и экологической безопасности работы на объектах транспортировки газа и газоснабжения на местах;

7) осуществление мероприятий по достижению финансовой стабильности группы компаний национального оператора по поддержанию закупочных оптовых цен, стимулирующей увеличение ресурсов газа и поставок товарного газа на внутренний рынок, а также отработка новых схем и маршрутов экспортно-импортных поставок газа;

8) отработка единой ценовой и тарифной политики на реализацию газа в разрезе категорий потребителей для стимулирования с учетом рыночных условий развития новых направлений эффективного использования товарного газа и поддержки справедливых цен для социальных объектов и населения.

9. Главной целью реализации Генеральной схемы является обеспечение безопасного и бесперебойного газоснабжения возрастающих потребностей населения и экономики страны на базе максимального использования выгод от транзита природного газа, расширения ресурсной базы и эффективного ведения экспорта природного газа.

При этом достижение этих целей предполагает увеличение ресурсов товарного газа с увеличением добычи газа на существующих и вовлечением новых месторождений с ростом выработки товарного газа чем от уровня 2021 года – 29,4 млрд м³/год до 42,1 млрд м³/год к 2030 году. Для обеспечения товарным газом внутреннего рынка и экспорта необходимо привлечение дополнительных инвестиций в новые проекты добычи и переработки газа с мерами по стимулированию инвесторов и предоставлению фискальных преференций на недропользование и обоснованных закупочных цен на товарный газ для добывающих компаний.

10. На внутреннем рынке ставится задача увеличения уровня охвата газоснабжения населения Республики Казахстан с численностью 11 млн человек (57,67%) по итогам 2021 года до 13,5 млн человек (65%) к 2030 году. Данные расчеты построены на том, что будут использованы все возможные ресурсы газа и произойдет значительное увеличение потребления газа за счет энергетики и газохимии, что является оптимистичным сценарием развития газовой системы Республики Казахстан.

11. При этом расчеты перспективного баланса добычи и потребления товарного газа указывает на возможный допустимый дефицит по ресурсам газа в пределах до 3 млрд м³ потребления газа.

12. Транспортировка газа требует надежного и эффективного функционирования существующей газотранспортной системы, что предполагает выполнение мероприятий по модернизации и увеличению пропускной способности системы магистральных газопроводов.

13. Расчеты показывают, что увеличение добычи сырого газа и производство товарного газа, активное развитие газификации южных и центральных районов Казахстана с переводом предприятий тепло-, электрогенерации на природный газ уже вызывают необходимость разработки технико-экономического обоснования строительства второй нитки магистрального газопровода "Бейнеу – Бозой – Шымкент" с мощностью до 10 млрд м³/год на первом этапе и увеличением мощности транзита магистрального газопровода за счет строительства компрессорных станций до 15 млрд м³/год.

Раздел 3. Современное состояние газификации Республики Казахстан

14. Особенностью добычи газа в Республике Казахстан является то, что практически на всех крупных месторождениях добываемый газ как попутный компонент извлекается из нефтегазовой смеси, что предопределяет зависимость объемов добычи газа от динамики добываемой нефти. По состоянию на 1 января 2020 года извлекаемые запасы газа составили 3,8 трлн м³, в том числе попутного (растворенного) газа – 2,2 трлн м³, и природного (свободного) газа – 1,6 трлн м³.

Более 95% всех разведанных запасов газа сосредоточено в западных регионах Казахстана, при этом более 85% – в крупных нефтегазовых (Тенгиз, Кашаган, Королевское, Жанажол) и нефтегазоконденсатных (Карачаганак, Имашевское) месторождениях. При этом запасы крупнейших месторождений составляют, в частности, по месторождениям: Кашаган (1 353 млрд м³), Карачаганак (741 млрд м³), Тенгиз (510 млрд м³).

15. Также предусмотрена разработка таких крупных месторождений как Имашевское и Хвалынское с суммарными запасами газа до 338,8 млрд м³.

16. Обеспечение роста ресурсной базы газа планируется за счет проведения доразведки на новых территориях месторождений Имашевское (172 млрд м³), Хвалынское (166,7 млрд м³), Каламкас море (81 млрд м³), Каменско-Тепловско-Токаревская группа месторождений (41,8 млрд м³), Рожковское (28,8 млрд м³), Ансаган (22 млрд м³) и другие. Резервом для дальнейшего увеличения годовых объемов переработки и получения товарного газа является сохраняющаяся обратная закачка больших объемов добываемого газа в пласт.

17. По итогам 2021 года этот объем обратной закачки газа составил порядка 32% от общей добычи и кроме этого 13% добываемого газа используется на собственные технологические нужды недропользователей.

Глава 1. Тенденция и прогноз развития добычи газа

Параграф 1. Прогноз добычи сырого газа

18. В последние годы в газовой отрасли Республики Казахстан сохраняется тенденция динамичного роста объемов добычи сырого газа. К 2030 году добыча сырого газа в Казахстане ожидается на уровне 87 млрд м³. Однако из 87 млрд м³ добытого газа только 42,1 млрд м³ будет переработано в товарный газ (48%). Остальной газ будет использован на собственные нужды недропользователей или закачан обратно в пласт.

Основными факторами сохранения этой тенденции являются подтвержденные запасы и имеющиеся мощности по добыче, первичной подготовке и переработке газа на основных месторождениях Казахстана: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган, определенных инвестиционными обязательствами в

большой степени недропользователями из числа иностранных инвесторов. Кроме этого, увеличению добычи газа способствует ввод в эксплуатацию новых месторождений с переводом их из стадии пробной эксплуатации в промышленную.

19. Обратная закачка газа в пласт является одним из эффективных способов поддержания пластового давления, решение по выбору данного метода принимается с учетом геологических, технико-экономических факторов. На месторождениях Тенгиз и Карачаганак обратная закачка газа является апробированным методом поддержания пластового давления с выстроенной инфраструктурой, который подтверждается проектными документами.

С учетом рассмотрения различных альтернативных вариантов поддержания пластового давления обратная закачка газа на этих месторождениях принята как базовое и оправданное решение для поддержания уровня добычи жидких углеводородов. Однако зависимость объемов закачки и влияния от этого коэффициента отдачи жидких компонентов углеводорода на более поздних этапах освоения месторождения требует постоянного изучения и корректировки для прогнозных объемов добычи и выработки товарного газа.

20. На месторождениях Тенгиз и Карачаганак с учетом реализуемых проектов расширения принятие решений в пользу большей коммерциализации газа потребует дополнительного обоснования с учетом технологических особенностей и экономического эффекта от объемов обратной закачки газа.

21. Добыча сырого газа за период с 2012 по 2021 годы выросла более чем в 1,8 раза, а на перспективу до 2030 года согласно прогнозам Министерства энергетики Республики Казахстан объемы добычи газа вырастут к 2025 году до 71,8 млрд м³ и к 2030 году до 87,1 млрд м³ в год или рост добычи газа к 2030 году составит в 1,6 раза. Динамика добычи газа по реалистичному сценарию приведена в приложении 1 к настоящей Генеральной схеме.

Значительный удельный вес в общем объеме добычи газа по итогам 2021 года приходится на месторождения Атырауской области, доля добычи которых составляет порядка 44 % от объемов добычи по Республике Казахстан, а именно на месторождения Тенгиз, Кашаган, Королевское. Все большую долю добычи газа занимает месторождение Карачаганак в Западно-Казахстанской области до 37,8 %. И только 11 % от республиканских объемов добычи газа приходится на месторождения Актюбинской области Жанажол, Кожасай, Алибекмола, а в Мангистауской области (5,2 %) – Узень, Жетыбай и другие.

22. При этом перспективное развитие газовой отрасли на долгосрочную перспективу будет связано с освоением месторождений казахстанского сектора Каспийского моря. По оценке Министерства энергетики Республики Казахстан ожидаемые объемы добычи газа по Кашагану составляют порядка 9 млрд м³/год.

Из данного объема, согласно договору между национальным оператором и подрядными компаниями по Соглашению о разделе продукции по Северо-Каспийскому проекту от 18 ноября 1997 года, национальный оператор будет приобретать ежегодно порядка 2,5–3 млрд м³ Кашаганского газа до окончания срока действия Соглашения о разделе продукции по Северному Каспию, то есть до 2042 года.

Для своевременной подготовки инфраструктуры ведется строительство газоперерабатывающего завода мощностью до 1 млрд м³ в районе поселка Ескене вблизи Установки комплексной подготовки нефти Болашак Атырауской области с оценочной стоимостью 387,85 млрд тенге с планируемым вводом в эксплуатацию в 2025 году. Предполагается, что на данном газоперерабатывающем заводе будет вырабатываться 750 млн м³/год товарного газа, 119 тысяча тонн/год сжиженного газа, 212 тысяч тонн/год серы и 35 тысяч тонн/год газового конденсата.

23. Предполагаемое увеличение объемов газа, передаваемых для внутренних потребителей для выработки товарного газа с 2026 года в объеме 2 млрд м³/год с месторождения Кашаган и 3 млрд м³/год с месторождения Тенгиз, а в последующие периоды до 2030 года еще 6 млрд м³/год с месторождения Кашаган, потребует принятия решений в ближайшие годы о строительстве новых перерабатывающих мощностей на 5 – 6 млрд м³/год в районе указанных месторождений, в том числе возможной переработке до 2 млрд м³ карачаганакского газа на созданных мощностях Чинаревского месторождения.

Параграф 2. Производство товарного газа и его перспективные ресурсы

24. В стране имеются четыре крупных газоперерабатывающих завода и несколько небольших заводов, а также действует важная договоренность по переработке газа с месторождения Карачаганак за пределами страны на Оренбургском газоперерабатывающем заводе в России. К четырем основным заводам относятся старый Казахский газоперерабатывающий завод, принадлежащий акционерному обществу "Национальная компания "КазМунайГаз" (далее – АО "НК "КазМунайГаз") в Мангистауской области, Тенгизский газоперерабатывающий завод (мощностью 7,9 млрд м³/год в Атырауской области), Жанажольский газоперерабатывающий завод (мощностью 7 млрд м³/год в Актюбинской области) и газоперерабатывающий завод "Болашак" (мощностью 6 млрд м³/год в Атырауской области).

Текущая перерабатывающая мощность четырех газоперерабатывающих заводов с учетом ввода в эксплуатацию перерабатывающих мощностей проекта Кашаган (завода по комплексной подготовке нефти и газа "Болашак") составляет 23,8 млрд м³/год. Вместе с имеющимися в распоряжении мощностями на

Оренбургском газоперерабатывающем заводе в России это представляется достаточным для переработки основной части объемов коммерческой добычи газа в стране, ожидаемых на протяжении примерно десяти ближайших лет.

25. Также нефтегазодобывающие компании активно развивают установки по комплексной подготовке газа. С нарастающими перспективными объемами добычи углеводородного сырья предполагаются строительство новых (Кашаганский, Карачаганакский, и Чинаревский), а также модернизация и расширение существующих газоперерабатывающих (Жанажолский, Тенгизский) предприятий. Действующие мощности по переработке и очистке природного газа в Республике Казахстан приведены в таблице согласно приложению 2 к настоящей Генеральной схеме.

26. Анализ таблицы 1, приведенной в приложении 2 к настоящей Генеральной схеме, показывает, что проектные объемы переработки газа уже не обеспечивают переработку добываемых объемов газа, в первую очередь, по месторождениям Тенгиз и Кашаган. Дальнейшее предполагаемое увеличение потребления товарного газа не покрывается мощностью переработки на существующих газоперерабатывающих заводах, поэтому вполне оправдано поэтапное строительство Кашаганского газоперерабатывающего завода на 1 млрд м³/год с дальнейшим расширением, что будет обеспечивать покрытие не только увеличения потребления товарного газа, но и падающих объемов выработки газа на малых месторождениях в Мангистауской и Кызылординской областях.

Принятие мер по развитию новых мощностей по переработке и очистке газа позволит значительно увеличить объемы производства товарного газа с достижением уровня до 32 млрд м³/год, а с учетом переработки карачаганакского газа на Оренбургском газоперерабатывающем заводе мощности по производству товарного газа к 2030 году могут составить до 37,7 млрд м³.

27. При этом следует учесть, поскольку специфика добычи жидких углеводородов предполагает применение технологии обратной закачки газа в пласты, то значительные объемы добываемого газа продолжают использоваться на эти цели. Но это одновременно позволяет регулировать более равномерный рост отбора товарного газа из добываемого сырого газа на имеющихся и строящихся газоперерабатывающих мощностях по переработке газа.

Из прогнозного баланса газа Республики Казахстан (оптимистичный сценарий), приведенного в таблице согласно приложению 3 к настоящей Генеральной схеме, следует, что до 2030 года при сравнительно меньших объемах закачки газа в пласт месторождений против базового варианта Генеральной схемы на новый период сохраняется тенденция резкого роста

объемов этой закачки сырого газа. Объемы закачиваемого газа являются резервом для последующего увеличения выработки товарного газа, поэтому на последующих этапах при отрицательном балансе товарного газа возможны переговоры с недропользователями на базе специальных исследований по вопросу оптимизации объемов обратной закачки газа с учетом эффективности извлечения жидких компонентов углеводородного сырья. Это связано с ожидаемым опережающим ростом потребления газа особенно при сезонных колебаниях, что потребует регулирования темпов закачки газа для покрытия потребности в газе за счет собственных ресурсов.

Параграф 3. Разработка новых месторождений газа

28. Потенциал увеличения добычи сырого газа и производства товарного газа в настоящее время связан с перспективными месторождениями АО "НК "КазМунайГаз", такими как "Урихтау" и "Западная Прорва" и месторождениями национального оператора Анабай и Придорожное. Увеличение добычи сырого газа за счет этих проектов составит до 2,2 млрд м³ к 2030 году.

Дополнительно существуют подтвержденные извлекаемые запасы газа на ряде месторождений, для добычи которых необходима оценка строительства объектов инфраструктуры по добыче, переработке и транспортировке товарного газа.

29. Сдерживающим фактором для реализации новых проектов добычи и переработки газа является их недостаточная рентабельность, которая обусловлена:

1) низкими закупочными ценами на газ у добывающих компаний из-за необходимости сдерживания розничных цен на газ на внутреннем рынке и имеющихся ограничений для экспортных поставок;

2) высокими капитальными затратами на реализацию газовых проектов;

3) отсутствием разведанных коммерческих обнаружений и малыми запасами газа на разведанных месторождениях.

30. По поручению Президента Республики Казахстан К. К. Токаева ведется работа по принятию комплекса мер по повышению инвестиционной привлекательности для доразведки и разработки пока нерентабельных месторождений, в рамках совместной рабочей группы, состоящей из представителей Правительства Республики Казахстан, ассоциации "Казахстанский Совет иностранных инвесторов", АО "НК "КазМунайГаз" и национального оператора.

31. В части увеличения добычи газа рассматриваются два основных механизма по повышению инвестиционной привлекательности газовых проектов :

- 1) стимулирующая формула цены для закупа газа национальным оператором у недропользователей для новых проектов разведки, добычи и переработки газа;
- 2) преференции для газовых проектов, в том числе фискальные, охватывающие этапы разведки, добычи, переработки газа и строительства подводящей газотранспортной инфраструктуры.

32. Газ будет закупаться у недропользователей по формуле на комиссионной основе в рамках долгосрочных офтейк-контрактов с учетом предоставления равного беспрепятственного доступа к газотранспортной системе для всех недропользователей, инвестирующих в новые газовые проекты.

Формула будет предложена в качестве оферты всем недропользователям и распространяться на новые объемы газа в разрезе месторождений. Министерством национальной экономики Республики Казахстан и Министерством финансов Республики Казахстан рассматриваются механизмы предоставления фискальных преференций, так как стимулирующей формулы недостаточно для обеспечения необходимой рентабельности газовых проектов.

Применение стимулирующей формулы цены на газ и преференций, в том числе фискальных, для новых газовых проектов предполагается закрепить законодательно с учетом механизма улучшенного модельного контракта, который будет подписываться между уполномоченным органом в сфере газа и газоснабжения и инвестором.

Параграф 4. Вопросы геологоразведки на газосодержащих месторождениях

33. На данный момент имеется ряд газоперспективных месторождений (Актоты, Каламкас-море, Орталык, Кайран, Лебяжий, Южное Придорожное, Кубасай, Пионерское, Ракушечное, Аса, Хазар, Махат, Нуржанов, Южный Урихтау, Каламкас суша, Хвалынское, Имашевское, Ростошинское), которые требуют доразведки и планирования проектов добычи газа.

Также имеется ряд перспективных газоносных участков (Аскер, Северный, Южный, Карповский Южный, Карповский Северный, Федоровский блок, Кобыланды, Шырак), имеющих значительные ресурсы газа. Из-за отсутствия необходимости в увеличении ресурсов газа из-за невысокого уровня потребления газа и низких цен на газ в Республике Казахстан данные месторождения не вызвали интереса у инвесторов и национальных компаний.

Данные месторождения и участки относятся к простаивающему фонду и не вовлечены в разведку и разработку, из-за их низкой рентабельности освоения в коммерческих целях не вызывают интереса у инвесторов на фоне усиления экологических ограничений и сдерживания закупочных цен ввиду социальной направленности добываемой продукции.

34. Проведение геологоразведочных работ – это более долгосрочная работа и затратный процесс. Поэтому на первом этапе требуется работа по вовлечению для добычи ранее обнаруженных запасов газа и уже на последующих стадиях вести разведочные работы для восполнения запасов.

Для этого предполагаются:

1) проведение геологоразведочных работ на территориях с высоким потенциалом обнаружения газовых ресурсов в пределах основных осадочных бассейнов и повышение изученности в пределах малоизученных осадочных бассейнов;

2) привлечение международных нефтегазовых компаний и других инвесторов к разведке углеводородов с учетом предоставления преференций на период разведки и добычи;

3) продолжение исследований технико-экономической возможности коммерциализации газа на крупных нефтегазовых активах;

4) разработка и реализация программы разведки углеводородов с учетом привлечения международных нефтегазовых компаний;

5) увеличение добычи и производства товарного газа за счет уже имеющихся проектов в АО "НК "КазМунайГаз", готовых к разработке, в случае экономической целесообразности их разработки с учетом предоставления стимулирующих цен на газ и фискальных преференций;

6) предоставление фискальных преференций для повышения инвестиционной привлекательности проектов разведки, добычи, переработки газа и строительства подводящей газовой инфраструктуры;

7) разработка национальным оператором стимулирующей формулы цены на газ, предполагающей реализацию части объемов по цене "нетбэк от экспорта" на комиссионной основе по долгосрочным офтейк-контрактам с учетом беспрепятственного доступа к газотранспортным мощностям для всех недропользователей, инвестирующих в новые газовые проекты.

Глава 2. Динамика и структура потребления товарного газа

35. Современное состояние газификации регионов Казахстана характеризуется высокой динамикой увеличения охвата газоснабжением. С разной степенью темпов газификации подача газа осуществляется в 18 регионов страны, включающих 15 областей с учетом трех вновь образовавшихся (Туркестанской области, областей Жетісу и Ұлытау), а также трех городов республиканского значения.

Таким образом, за период реализации Генеральной схемы число территорий, куда удалось начать поставки газа, увеличилось на семь новых регионов, а именно, Карагандинская, Акмолинская, Восточно-Казахстанская области и город

Астана, а также три вновь образованные области, как Туркестанская область, области Жетісу и Ұлытау.

36. Более высокие уровни газификации сложились в западном регионе: Мангистауская – 98,4 %, Атырауская – 98,7 %, Западно-Казахстанская – 98,9 % и Актюбинская области – 92,7 %. Кроме этого, с вводом в эксплуатацию магистральных газопроводов "Бейнеу – Шымкент", "Алматы – Талдыкорган" активная газификация ведется в южных регионах, что обусловило устойчивый рост потребления газа на первом этапе реализации Генеральной схемы.

В предстоящий период до 2030 года ожидается практически завершение газификации в областях западного региона и основные работы по газификации в связи с завершением строительства магистрального газопровода "Бейнеу – Шымкент" и газовой магистрали "Казахстан – Китай" будут вестись в Кызылординской, Туркестанской, Жамбылской, Алматинской областях и области Жетісу.

37. В структуре потребления газа наибольшая доля приходится на предприятия топливно-энергетического комплекса (до 39 %) и промышленности (22 %). Структура потребителей товарного газа приведена в таблице согласно приложению 4 к настоящей Генеральной схеме.

38. Кроме этого, большие возможности для расширения работ по газификации созданы в северных областях с завершением строительства первого этапа магистрального газопровода "Сарыарка" на участке "Кызылорда – Жезказган – Караганда – Астана" протяженностью более 1 тысячи км. В настоящее время в результате принятых Правительством Республики Казахстан мер по синхронизации строительства магистральных газопроводов и газораспределительных сетей в городах Жезказгане, Караганде, Темиртау введены в эксплуатацию первые пусковые комплексы с подачей газа для потребителей.

Наиболее активно газификация проведена в столице страны, где уже построено и введено в эксплуатацию более 50 % от протяженности предполагаемых газопроводов с подачей газа в наиболее социально и экологически уязвимые микрорайоны города в районах Коктал-1,2, Железнодорожное с переводом на природный газ водогрейных котлов на энергоцентрах ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и строящейся ТЭЦ-3. Кроме этого, подготовлена проектно-сметная документация практически по всем прилегающим к магистральному газопроводу "Сарыарка" районным центрам и населенным пунктам вышеуказанных областей.

39. В Восточно-Казахстанской области из-за ограничения ресурсов газа на местном месторождении "Сарыбулак", ускоренных темпов экспорта газа дальнейшая газификация, в частности, восьми населенных пунктов, для которых

уже построены подводящие газопроводы, будет решена с учетом подтверждения запасов газа на месторождении Сарыбулак, по меньшей мере для сохранения объемов газоснабжения.

40. В рамках Генеральной схемы строительство объектов газификации и в первую очередь подводящих газопроводов в регионах ведется при финансировании до 80-90 % за счет средств республиканского бюджета, тогда как за счет местных бюджетов выполняются разработка проектно-сметной документации и софинансирование строительства внутрипоселковых газовых сетей.

41. Также за счет средств национального оператора в 2022 году завершается программа по модернизации газораспределительных сетей в городах Шымкенте и Таразе, а также ведется системная работа по модернизации магистральных газопроводов в западном регионе. Большая работа проведена национальным оператором по газификации территорий Актюбинской, Мангистауской, Кызылординской и южных областей Республики Казахстан в рамках подписанных меморандумов с местными исполнительными органами по реализации проектов газификации населенных пунктов за счет инвестиционных тарифов.

42. Кроме этого, за прошедший период в южных областях активно используется практика газификации за счет частных инвесторов через прямые инвестиции, а также на основе модели государственно-частного партнерства. К примеру, по схеме частных инвестиций в Алматинском регионе построены объекты подводящих магистральных газопроводов с установкой автоматизированных газораспределительных станций для газификации города Кунаева и районного центра Чунджа с газификацией прилегающих к газопроводам ряда населенных пунктов.

43. В результате уровень газификации по стране по итогам 2021 года составил 57,67% с охватом газоснабжением 11 млн человек. При этом важно отметить, что за годы реализации Генеральной схемы наблюдался устойчивый рост потребления газа, в частности, только за последние 5 лет объем потребления вырос в 1,4 раза. Объемы потребления товарного газа в 2017-2021 годах приведены в графике согласно приложению 5 к настоящей Генеральной схеме.

44. Для дальнейшего развития газотранспортной системы страны важное значение имеет выгодное географическое расположение территории Казахстана. Ранее существовавшие газовые магистральные сети, объединенные в единую газотранспортную систему за счет вновь построенных магистральных транзитных и экспортных газопроводов, обеспечили возможность транзита газа через территорию страны и экспорта казахстанского газа в направлении Российской Федерации и Китайской Народной Республики. Это создает

дополнительные возможности для повышения экспортного потенциала национального оператора в условиях низкой рентабельности поставок газа потребителям на внутреннем рынке Республики Казахстан.

45. Так, в 2009 году завершена первая очередь строительства двухниточного магистрального газопровода "Казахстан – Китай" (нитки "А", "В") с последующим вводом в эксплуатацию нитки "С", пролегающего по территории южных областей, протяженностью до 1300 км и производительностью до 55 млрд м³/год. Оператором магистральной системы выступает совместное казахстанско-китайское предприятие "Товарищество с ограниченной ответственностью "Азиатский газопровод".

В развитие этого проекта в качестве второго участка транзитного магистрального газопровода "Казахстан – Китай" в 2013 году введен в эксплуатацию однониточный магистральный газопровод "Бейнеу – Бозой – Шымкент" производительностью 10 млрд м³/год с участием инвестиций китайской стороны. Эксплуатация и этого газопровода осуществляется казахстанско-китайским предприятием "Товарищество с ограниченной ответственностью "Газопровод Бейнеу – Бозой – Шымкент". В 2017-2020 годы по инициативе казахстанской стороны проектная мощность магистрального газопровода наращивалась с поэтапным вводом в эксплуатацию пяти компрессорных станций до 15 млрд м³/год при общей протяженности магистрального газопровода – 1450 км, диаметр – 1 067 мм и проектном давлении – 9,8 МПа.

Строительство указанных газопроводов имеет стратегическое значение для газоснабжения Республики Казахстан, так как это позволило осуществлять транзит собственных ресурсов газа с западного региона в южные и северные области. Так, магистральный газопровод "Бейнеу – Бозой – Шымкент" соединил три ранее действующие газовые магистрали ("Средняя Азия – Центр" на западе, "Бухара – Урал" в центре и "Бухарский газоносный район – Ташкент – Бишкек-Алматы" на юге Республики Казахстан) в единую систему.

46. Еще ранее магистральный газопровод "Средняя Азия – Центр" в районе компрессорной станции "Александров Гай" был присоединен перемычкой к северной группе магистрального газопровода "Оренбург – Новопсков" и магистрального газопровода "Союз", расположенных на территории Западно-Казахстанской области. Таким образом, в прошедшее десятилетие было завершено объединение разрозненных газопроводов в единую газотранспортную систему Республики Казахстан, что технически позволяет очищенный карачаганакский газ с Оренбургского газоперерабатывающего завода подать в южные и северные регионы Республики Казахстан.

47. Все это позволило избежать ранее существовавшие перебои в поставках газа потребителям южного региона и особенно в зимний период. Более того, представилась возможность экспорта в 2021 году имевшихся свободных ресурсов газа с западных месторождений в объеме 7,2 млрд м³, в том числе в Китайскую Народную Республику – 5,9 млрд м³ в рамках контракта с китайской стороной в объеме до 10 млрд м³/год.

48. Кроме этого, по итогам 2021 года международный транзит газа по магистральным газопроводам национального оператора составил – 79,3 млрд м³, в том числе: среднеазиатского газа – 48,5 млрд м³ и российского – 30,8 млрд м³.

Раздел 4. Экономически и социально обоснованные направления дальнейшего развития газовой отрасли для надежного газоснабжения потребителей Республики Казахстан.

49. Генеральной схемой рассмотрены оптимистичный и реалистичный сценарии развития газификации, основанные в первую очередь на наличии перспективного баланса ресурсной базы добычи сырого газа, на фоне возрастающего спроса на газ на внутреннем рынке, активного развития системы магистральных газопроводов и газораспределительных сетей. При этом прогнозные сценарии развития газоснабжения и газопотребления регионов Республики Казахстан до 2030 года сформированы с учетом приоритетов осуществления газификации.

50. Оптимистичный сценарий развития газификации базируется на базе опережающего роста объемов добычи сырого газа с выработкой товарного газа созданием новых мощностей по переработке газа и транспортировке газа до регионов к 2030 году, а именно:

1) несмотря на снижение предполагаемого уровня добычи газа по Республике Казахстан до 87,1 млрд м³ к 2030 году против предполагаемых объемов добычи в базовом варианте Генеральной схемы, что составляло около 110 млрд м³/год, за счет оптимизации плановых объемов обратной закачки газа с 75,3 до 51,8 млрд м³/год будет выработано, превышающий объем товарного газа до 42,1 млрд м³ или в 1,8 раза больше к 2030 году;

2) в результате остается – 33,5 млрд м³ товарного газа с учетом расхода газа на нужды недропользователей, который может быть реализован непосредственно потребителям Республики Казахстан в рамках Генеральной схемы;

3) указанный объем товарного газа позволяет покрыть ожидаемую потребность в газе 32,4 млрд м³/год, а остаточный объем газа около 1,1 млрд м³ может быть использован для поставок на экспорт или покрытие неучтенных

заявок при условии, что для покрытия пиковых потреблений в зимний период будут согласованы сезонные обменные операции с операторами транзитных газопроводов;

4) важно отметить, что ожидаемый рост потребления газа в целом по Республике Казахстан на 13,3 млрд м³ к 2030 году против 2021 года до 70% или около 9,6 млрд м³ предполагается за счет создаваемой новой подотрасли – как газохимия и за счет масштабного перевода теплоэнергоцентров в городах Алматы, Шымкенте, Кызылорде и Астане, а также подачи газа на промпредприятия (акционерное общество "Арселлор Миттал Темиртау", акционерное общество "Жайремский горно-обогатительный комбинат") и другие

51. Таким образом, по оптимистичному сценарию развития газовой отрасли создаются новые возможности для расширения охвата населения газоснабжением и стимулирования развития новых отраслей по глубокой переработке газовых фракций добываемого сырого газа с переводом угольных станций на природный газ в рамках международных обязательств Республики Казахстан по вопросам глобальной экологии, в том числе по Парижскому соглашению к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций по изменению климата и Конвенции о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния. При этом на последующих стадиях мониторинга реализации мероприятий по Генеральной схеме потребуются проведение анализа обеспеченности внутренними ресурсами газа на перспективу 20-30 лет в целях исключения рисков нехватки газа для создаваемых проектов по газохимии, связанных, в первую очередь, с переработкой этана, пропана и бутана, а также использованием метана для производства метанола.

Крайне важно для обеспечения оптимистичного сценария развития газовой системы с учетом перевода действующих тепло-, энергокомплексов сбалансировать как ресурсы добычи и выработки товарного газа, так и обеспечение транзитными возможностями газовых магистралей со строительством новых газопроводов и отработать режим транспортировки.

К примеру, в южный регион может потребоваться к 2028-2030 годам использование дополнительных мощностей транзита от магистрального газопровода "Казахстан – Китай" в среднем до 30 млн м³/сутки с кратковременным увеличением до 40 млн м³/сутки, что означает использование до 20% мощности указанного магистрального газопровода для внутренних нужд Республики Казахстан.

52. Так действующие цены на природный газ в южных и северных регионах без специальных компенсационных мер могут отразиться на кратном повышении стоимости коммунальных услуг. Тем более, предлагаемая политика повышения

цен на товарный газ до справедливых уровней, учитывая, что в Республике Казахстан в данный период самые низкие цены на газ, вызовет еще большие препятствия для перевода энергетики на природный газ.

53. Кроме этого, предполагаемое увеличение объемов потребления газа в южном регионе за счет энергетики потребует, во-первых, строительства второй нитки магистрального газопровода "Бейнеу – Бозой – Шымкент" стоимостью около 1 триллиона тенге, а также решения вопроса по дополнительному транзиту в направлении Алматинского региона и в случае невозможности согласования дополнительных транзитных мощностей по магистральному газопроводу "Казахстан – Китай" потребуются решение вопроса по строительству второй нитки магистрального газопровода "Бейнеу – Бозой – Шымкент" в качестве обводного газопровода вокруг границы Республики Кыргызстан.

54. С учетом стабильного роста потребления и ожидаемого высокого спроса на природный газ в ближайшие годы, а также принятых мер по созданию новых транзитных мощностей для доставки газа в регионы на втором этапе реализации Генеральной схемы до 2030 года достаточно рассмотреть реалистичного сценария развития отрасли без необходимости расчетов по пессимистичному сценарию из-за отсутствия на то оснований.

Глава 3. Обоснование реалистичного сценария развития газификации

55. Исходя из возможных сценариев развития газификации и текущих тенденций в газовой отрасли с исключением возможных рисков выполнены расчеты по более реалистичному сценарию развитию газификации, что обусловлено следующими основными факторами:

1) необходимостью поддержания бездефицитного баланса газа по годовому и сезонному режиму потребления газа с использованием мер сезонного регулирования заявленных объемов газа для промпредприятий и энергетики;

2) наличием технической возможности и достижения соглашений с компаниями, осуществляющими транзит газа по территории Республики Казахстан, для покрытия недостающих объемов газа по режиму поставок в зимние пиковые периоды с использованием обменных операций;

3) завершением второго и третьего этапов строительства магистрального газопровода "Сарыарка" до 2025 года до городов Кокшетау и Петропавловска, а также газификации городов, населенных пунктов области Ұлытау и Карагандинской, Акмолинской областей, города Астана в полном объеме и первого этапа газификации по Акмолинской области;

4) ожидаемым значительным ростом потребления газа в южном регионе Республики Казахстан и возможным отбором газа до 25 млн м³/сутки по магистральному газопроводу "Сарыарка" для северных областей и

необходимостью двухэтапного расширения транзита газа по магистральному газопроводу "Бейнеу – Бозой – Шымкент" еще на 45 млн м³/сутки на участке "Бейнеу – Бозой – компрессорная станция "Караозек" второй нитки газопровода до компрессорной станции "Караозек" (первый этап) и в последующем до 2030 года на участке "Компрессорная станция Караозек – Шымкент" (второй этап);

5) достижением договоренностей с китайской стороной о предоставлении в зимние пиковые периоды потребления резервной мощности магистральных газопроводов "Бейнеу – Бозой – Шымкент" и "Казахстан – Китай" для транзита дополнительных объемов газа потребителям южного региона до перемычек (ТИР-2) в Жамбылской области и (ТИР-3) и проектируемой (ТИР-4) в районе Алматы суммарно до 30 – 40 млн м³/сутки связи с ожидаемым увеличением отбора на северные регионы через магистральный газопровод "Сарыарка". Это вызвано активной фазой газификации пригородной зоны Алматинского региона и населенных пунктов области Жетісу от магистрального газопровода "Алматы – Талдыкорган", переводом в южном регионе крупных объектов теплоэнергетики на природный газ с суммарно-суточным объемом потребления в пиковые периоды до 15 млн м³/сутки;

6) завершением строительства газопроводов – отводов до крупных населенных пунктов от транзитных и магистральных газопроводов практически во всех областях южного, западного и северного регионов Республики Казахстан ;

7) проводимой работой уполномоченным органом в сфере газа и газоснабжения и местными исполнительными органами по отработке новых газопроводных маршрутов и альтернативных вариантов газификации областей восточного региона Республики Казахстан.

8) модернизацией и строительством новых мощностей по переработке и очистке газа как нового газоперерабатывающего завода "Жанаозен", газоперерабатывающего завода на Кашагане, а также локальных комплексов на малых месторождениях с выработкой сжиженного газа.

Таким образом, значительная часть требуемых инвестиций для развития объектов транспортировки и переработки газовой отрасли, финансируемых по линии национальных компаний, составляет около 2,4 трлн тенге и будет направлена на расширение транзитных мощностей, в том числе на расширение мощности магистрального газопровода "Бейнеу – Бозой – Шымкент" около 1 триллиона тенге. Учитывая высокую капиталоемкость данного проекта, потребуются всестороннее обоснование эффективности такого решения с учетом дополнительных инвестиций по переводу объектов энергетики и промышленности на природный газ в южных и северных областях.

56. Для реалистичного сценария развития газоснабжения и поддержания бездефицитного баланса по товарному газу и объемам потребления требуется дополнительно рассмотреть варианты поэтапного перевода объектов энергетики и промышленности на природный газ при обязательном наличии второго вида топлива.

В этом случае для реалистичного сценария снижаются риски по обеспечению ресурсов сырого газа за счет месторождений с невысокими дебетами и недостаточной рентабельностью газосодержащих месторождений.

Это связано с тем, что в случае сохранения оптимистичного варианта расчетных объемов потребления газа по Генеральной схеме возможно возрастание дефицита в товарном газе до 4,8 млрд м³/год без учета значительного разрыва в режиме потребления газа в зимний период.

57. Также важно учесть влияние действующих цен и тарифов природного газа на спрос и объемы потребления газа. Так, в последние годы возрастание цен на уголь с повышенной калорийностью, поставляемый для населения, проживающего в малоэтажных домах, в частности, в северных регионах, привело его к тому, что цены на газ в пересчете по теплотворной способности выровнялись с ценами на уголь. Учитывая, что разработка новых месторождений предполагает повышение цен и тарифов на природный газ, в этом случае преимущество угля по цене будет сдерживать охват населения газоснабжением.

Поэтому пересмотр ценовой и тарифной политики в системе газоснабжения не должен приводиться только за счет повышения цен, но и путем частичного выравнивания цен по регионам. Это приведет к сдерживанию неэффективного использования газа только потому, что в ряде регионов природный газ оказался самым дешевым видом топлива, учитывая, что дешевый газ изначально по действующим нормам имеет приоритет для газоснабжения населения и социальной сферы.

Однако на основе данных местных исполнительных органов и газоснабжающих служб развитие объемов потребления газа по регионам рассчитано на уровне оптимистичных прогнозов.

Таким образом, реалистичный сценарий развития газификации по объему потребления газа к 2030 году может составить до 28 млрд м³/год, что в полном объеме покрывается собственными ресурсами газа в случае задержки разработки новых месторождений из категории нерентабельных по третьей и четвертой группам с оценочными объемами добычи до 5,3 млрд м³/год.

58. В структуре инвестиционных затрат наибольшая доля затрат приходится на строительство внутрипоселковых и внутригородских распределительных газопроводов, где основным используемым материалом является полиэтиленовая труба.

С пуском в эксплуатацию на территории специальной экономической зоны "Национальный индустриальный нефтехимический технопарк" в Атырауской области завода по производству полиэтилена представится возможность поддержания более стабильных цен на эту продукцию, а значит это позволит исключить регулярные корректировки проектов по сметной стоимости и простои заводов из-за отсутствия сырья, а также сделает стоимость строительства более стабильной и подключение населения к газоснабжению более доступным для населения в сравнении, если бы использовались импортируемые стальные трубы.

59. При реализации мероприятий по газификации с учетом охвата населения Республики Казахстан возможно достижение охвата населения газификацией на уровне – 65% с подключением к газоснабжению городов Астаны, Караганды, Темиртау, Жезказгана и других населенных пунктов и предприятий, расположенных вдоль магистрального газопровода "Сарыарка", а также по другим регионам с охватом около 2,9 тысяч населенных пунктов по Республике Казахстан.

60. Для реализации масштабных инвестиционных проектов необходимо предусмотреть механизм поэтапного повышения оптовых цен на газ на внутреннем рынке до уровня, обеспечивающего финансовую базу для развития и поддержания в техническом надлежащем состоянии системы магистральных газопроводов.

С другой стороны, стоимость подаваемого газа и услуги по транспортировке не должны превышать сложившуюся долю расходов населения на коммунально-бытовые платежи по регионам.

61. Согласно проведенным расчетам протяженность вновь построенных подводящих и распределительных газопроводов до 2030 года может составить – 39,6 тысяч км.

62. Необходимой мерой для расширения газификации является опережающее обеспечение ресурсной базой с разработкой комплекса мер по стимулированию разработки имеющих запасов природного газа за счет преференций для национального оператора и его партнеров.

Глава 4. Сравнительный анализ использования альтернативных источников газоснабжения

63. Оптимальное развитие систем топливо-энергоснабжения предусматривает максимальное использование наиболее прогрессивных и экологически чистых энергоресурсов. Таковыми являются сжиженный природный газ, природный газ и сжиженный нефтяной газ.

По сравнению с другими видами органического не возобновляемого топлива они являются наиболее экологически чистыми и удобными в использовании,

поэтому на ближайшие годы останутся основой внутреннего спроса на топливно-энергетические ресурсы при всех вариантах развития с учетом необходимых объемов материально-технических ресурсов.

64. Сравнительный анализ цен на энергоносители в Республике Казахстан и действующих тарифов на природный газ показывает экономическую выгоду в сторону использования каменного угля. Однако это характерно для регионов, где традиционно в структуре потребления энергоресурсов наибольший удельный вес потребления приходится на каменный уголь, что обосновывается зависимой территориально-энергетической структурой потребления. Учитывая затраты времени, высокую трудоемкость по использованию каменного угля в коммунально-бытовом секторе и высокую нагрузку на экологию, экономическим эффектом в данном случае выступает сокращение затрат на экологические мероприятия.

Глава 5. Использование сжиженного природного газа при газификации восточного региона и удаленных населенных пунктов Республики Казахстан

65. В целях создания рынка сетевого газа автономное энергоснабжение небольших промышленных предприятий и населенных пунктов с помощью сжиженного природного газа на территориях, ранее негазифицированных, является привлекательной сферой для инвестиций со сравнительно коротким сроком окупаемости капитальных вложений. Автономные объекты малой энергетики помогут ликвидировать проблему энергообеспечения отдаленных регионов.

66. С учетом мировых трендов роста использования природного газа как моторного топлива, как фактор улучшения окружающей среды со снижением выброса парниковых газов, в том числе от автотранспорта, государственные меры все больше стимулируют использование компримированного природного газа в качестве моторного топлива для автотранспортных средств.

Так, по итогам 2020 года в стране с учетом вновь строящихся имеется 20 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, а также 2 249 единиц автобусов, работающих на компримированном природном газе. Это позволило достигнуть большого прогресса в реализации компримированного природного газа за годы реализации Генеральной схемы.

67. Для строительства подводящих и газораспределительных газопроводов требуется длительное время, около 10 лет. Поэтому на начальном этапе для создания спроса у потребителя при отсутствии газовой инфраструктуры первым этапом для подготовки газификации могут быть строительство газопроводов с доставкой сжиженного природного газа до пунктов регазификации и подача газа населению через газопроводы природного газа. Примером может служить опыт

газификации природным газом в городе Астане, где крупные потребители параллельно газификации города продолжают получать сжиженный природный газ для нужд котельных социальных объектов.

Далее по мере развития спроса происходят укрупнение сетей и хранилищ сжиженного природного газа, строительство автогазозаправочных станций при крупных объектах и соответствующих объектов для населения (регазификаторы в жилых микрорайонах). И уже после всего этого при соответствующей инфраструктуре и поддержке местных исполнительных органов дальнейшая газификация может быть продолжена сетевым природным газом. При этом мобильные сооружения по регазификации сжиженного природного газа, а также его хранению могут быть перемещены в другие районы для продолжения работ.

68. Сжиженный природный газ позволяет создать спрос и соответствующую инфраструктуру на начальном этапе, достаточные для экономически привлекательного проведения газопровода на последующем этапе. Вариант использования сжиженного природного газа для газоснабжения регионов, отдаленных от ресурсов природного газа, к примеру, населенные пункты области Абай и Восточно-Казахстанской областей, может быть принят путем строительства завода по сжижению природного газа от магистрального газопровода "Сарыарка". Однако окончательное решение по развитию такого проекта возможно только после завершения проводимых переговоров с российской стороной по вопросу поставок природного газа по предложенной схеме строительства газопроводов в Генеральной схеме.

Глава 6. Использование сжиженного нефтяного газа и его перспективные ресурсы

69. Государством ведется работа по стимулированию развития рынка сжиженного нефтяного газа, в том числе в части расширения использования сжиженного нефтяного газа в качестве газомоторного топлива. Если в 2017 году на автогазозаправочных станциях республики потреблялось 545 тысяч тонн сжиженного нефтяного газа, то уже в 2020 году это потребление выросло до 1 120 тысяч тонн, что в общем годовом объеме потребления этого вида топлива по стране составляет более 70%.

70. В соответствии с пунктом 46 Общенационального плана мероприятий по реализации Послания Главы государства народу Казахстана от 1 сентября 2020 года принят Закон Республики Казахстан "О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросу реализации отдельных положений Послания Главы государства народу Казахстана от 1 сентября 2020 года "Казахстан в новой реальности: время действий", которым внесены соответствующие поправки о поэтапном переходе реализации сжиженного нефтяного газа через товарные биржи с 1 января 2023 года.

Также, Законом Республики Казахстан от 30 декабря 2021 года № 96-VII "О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам торговой деятельности, развития биржевой торговли и защиты персональных данных" внесены соответствующие поправки в Закон, предусматривающие переход к реализации сжиженного нефтяного газа через товарные биржи.

Переход от действующего механизма к полной реализации сжиженного нефтяного газа через товарные биржи и отмена института аккредитации газосетевых организаций позволят обеспечить создание равных и недискриминационных условий приобретения объемов сжиженного нефтяного газа напрямую у производителей для всех участников рынка. Это будет способствовать развитию конкуренции, позволит сократить влияние на рынок непродуктивных посредников, создаст благоприятные условия для развития малого и среднего бизнеса.

71. Производство сжиженного нефтяного газа в целом по Республике Казахстан составляет порядка 3 млн тонн в год.

72. Разный уровень технологической характеристики заводов и качества перерабатываемого сырья определяет и уровень выхода продуктов его переработки. Наиболее высокий процент выхода сжиженного нефтяного газа отмечен у товарищества с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл".

73. Реализуемая Генеральная схема в некоторой степени снизила объемы потребления сжиженного нефтяного газа за последние 5 лет. Тем не менее, с реализацией Генеральной схемы до 2030 года, предусматривающей мероприятия по полномасштабной газификации населения, предполагается и поставка сжиженного нефтяного газа в регионы, отдаленные от магистральных газопроводов. Согласно прогнозным расчетам Генеральной схемы перспективные потребности Республики Казахстан в сжиженном нефтяном газе (пропан-бутан) составят порядка 1 654 тысяч тонн в год.

74. Снижение объемов потребления сжиженного нефтяного газа в прогнозируемом периоде обосновывается увеличением уровня газификации Республики Казахстан до 65 %.

Раздел 5. Основные мероприятия по реализации Генеральной схемы

75. Обеспечение стабильного развития экономики Казахстана и выполнение международных обязательств напрямую зависят от способности газовой отрасли реализовывать инвестиционные проекты по развитию газификации и газоснабжению внутреннего рынка.

76. Основными задачами для содействия инвестиционным процессам развития газификации и газоснабжения должны стать:

1) стимулирование расширенного воспроизводства сырьевых (газовых, газоконденсатных) запасов;

2) создание благоприятных условий и гарантий для реализации крупных инвестиционных проектов, способствующих значительному мультипликативному эффекту на долгосрочный период;

3) стимулирование эффективного развития газификации и газоснабжения в новых регионах с учетом внедрения инновационных технологий и оборудования;

4) совершенствование законодательства с принятием особого порядка по вопросам временного и постоянного отвода земель под строительство газопроводов по статусу под государственные нужды по примеру магистральных газопроводов, а также затрат на пуско-наладочные работы для включения в сводную сметную стоимость строительства;

5) упрощение механизма передачи объектов газоснабжения, построенных за счет бюджетных средств, из коммунальной собственности местных исполнительных органов на баланс национальному оператору;

6) пересмотр пункта в Законе, где не определены полномочия заказчиков проектов строительства магистральных и распределительных газопроводов по выдаче технических условий на подключение вновь строящихся газопроводов или потребителей газа до передачи газопроводов эксплуатирующей компании;

7) определение механизма передачи функций местных исполнительных органов по строительству систем газоснабжения в ведение национального оператора для обеспечения качества строительства объектов газоснабжения и своевременной их передачи на баланс эксплуатирующим организациям.

77. Предусматриваются меры и мероприятия по реализации последовательной государственной политики в области ценообразования и тарифообразования, газосбережения и энергосбережения, что позволит обеспечить наиболее эффективное использование инвестиционных средств, рациональное и комплексное расходование невозполнимого ископаемого ресурса – природного газа.

78. Обеспечение стабильного развития экономики Республики Казахстан и выполнение международных обязательств напрямую зависят от способности газовой отрасли реализовывать инвестиционные проекты по развитию газификации внутреннего рынка.

79. В рамках рассмотрения возможности газификации регионов посредством сжиженного природного газа необходима гармонизация нормативных правовых актов Республики Казахстан в области технического регулирования и стандартов с соответствующими международными стандартами в сфере использования сжиженного природного газа и газомоторного топлива.

80. В рамках стимулирования и развития газификации регионов сжиженным природным газом необходимо предусмотреть меры стимулирования для транспортных средств, использующих газ в качестве моторного топлива.

81. При реализации программ развития газификации необходимо предусматривать мероприятия по внедрению современных интегрированных систем учета газа, что позволит обеспечить действенный мониторинг за потреблением газа на внутреннем рынке. Широкомасштабное внедрение приборов учета на внутреннем рынке повысит эффективность использования газа населением.

Раздел 6. Перечень и техническая характеристика планируемых к строительству, модернизации и (или) реконструкции объектов систем газоснабжения

82. При оценке объемов строительства газораспределительных систем учтены особенности современного состояния газификации регионов Республики Казахстан, в частности, реализованные мероприятия по строительству и планируемые инвестиционные проекты по модернизации и реконструкции существующих газораспределительных систем, а также требования по обеспечению эффективности строительства сетей газораспределения при соответствующем росте объема потребления газа. Более точная потребность в строительстве газораспределительных сетей может быть определена с учетом особенностей и технического состояния существующей системы газификации. Сроки реализации строительства предусмотрены с учетом развития и реконструкции объектов систем газификации в разрезе регионов (освоение ресурсов и строительство магистральных газопроводов от них).

83. Присоединение строящихся газопроводов и газификация новых потребителей требуют увеличения пропускной способности распределительных систем. Эта работа будет проводиться в рамках распределения средств финансирования проектов по реалистичному сценарию и принятых в 2021 и 2022 годах комплексных планов социально-экономического развития областей.

84. При технических расчетах протяженности газопроводов были приняты усредненные значения по основным показателям строительства внутрипоселковых (внутригородских) газопроводов:

1) средняя протяженность внутрипоселковых газопроводов на одного абонента (малоэтажного строения) – 30 м;

2) средняя протяженность внутриквартальных газопроводов на один многоэтажный дом принимается из расчета 150 м.

85. В целом по вновь газифицированным территориям Республики Казахстан предполагаются внедрение оборудования с современными конструктивными решениями: оснащение газорегуляторного пункта средствами

автоматизированного учета потребления газа и дистанционной передачи данных, телемеханизации диспетчерских пунктов и системами автоматизированного управления газораспределительной системы, а также использование цифровых технологий по закреплению трасс газопроводов для облегчения выявления мест утечек газа и поиска их расположения, другие.

Раздел 7. Необходимые финансовые ресурсы и их источники

86. Согласно проведенным укрупненным расчетам по определению объемов необходимых инвестиций общий объем капитальных вложений в строительство объектов газификации по Республике Казахстан по оптимистичному сценарию составит порядка – 4,3 трлн тенге до 2030 года со строительством 42,6 тысяч км газопроводов различных категорий и 2 газоперерабатывающих заводов (в ценах 2022 года). Из них на долю национального оператора приходится 2,4 трлн тенге, а по проектам местных исполнительных органов будет построено 39,6 тысяч км газопроводов с расчетной суммой 1,9 трлн тенге. Данные суммы будут корректироваться по мере выделения средств из различных источников финансирования.

Согласно Закону финансирование реализации Генеральной схемы осуществляется за счет доходов национального оператора, бюджетных средств и иных источников, не запрещенных законодательством Республики Казахстан. При этом проведенные в рамках региональных схем газификации укрупненные расчеты по инвестициям необходимы для предварительной оценки и планирования, но не являются окончательными. Детальный план финансирования будет осуществлен непосредственно на стадии составления проектных документов на газификацию.

87. Решение по финансированию из средств национального оператора принимается в соответствии с корпоративными правилами рассмотрения инвестиционных проектов национального оператора. Оценка объемов финансирования газификации из средств национального оператора может быть рассчитана только на базе цены оптовой реализации товарного газа с учетом маржи национального оператора в размере 5 % с 2016 года по 2021 год и 10 % с 2022 года по 2030 год.

88. Вместе с тем предполагается, что по мере реализации Генеральной схемы и выявления целесообразности тех или иных проектов, объемы финансирования по отдельным проектам будут корректироваться в режиме сопровождения реализации Генеральной схемы с уточнением основных показателей и изменением структуры проектных решений каждые 3 года.

Раздел 8. Схема размещения существующих и планируемых к строительству объектов систем газоснабжения

89. Существующая схема газоснабжения городов и населенных пунктов технологически связана с магистральной газотранспортной системой, которая создавалась как часть общесоюзной газотранспортной системы, ориентированной на поставки природного газа из республик Средней Азии в Российскую Федерацию, Украину и республики Закавказья.

В этой связи газоснабжение производилось только в городах и населенных пунктах, примыкающих к магистральным газопроводам. Созданная на данный период единая система перетоков и транспортировки товарного газа с западных месторождений газа на южные и северные регионы Республики Казахстан позволяет одновременно выполнять экспортные поставки собственных ресурсов природного газа практически во все направления соседних стран Республики Казахстан. Схема транзита, импорта и экспорта газа по газопроводным системам национального оператора приведена в приложении 6 к настоящей Генеральной схеме.

90. С учетом экономической целесообразности и рентабельности строительства объектов газоснабжения в региональные схемы газификации включена большая часть предполагаемых для газоснабжения на базе существующих и планируемых к строительству объектов газоснабжения.

91. В конечном итоге согласно Генеральной схеме, приведенной в приложении 7 к настоящей Генеральной схеме, предполагается создание единой замкнутой газотранспортной системы, обеспечивающей энергетическую независимость по добыче, переработке и транспортировке товарного газа.

Глава 7. Схема поставок газа в северный регион

92. В 2019 году введен в эксплуатацию первый этап строительства магистрального газопровода "Сарыарка" по маршруту Кызылорда – Жезказган – Караганда – Астана с подключением к магистральному газопроводу "Бейнеу – Бозой – Шымкент" в районе города Кызылорды. Реализация данного проекта позволила начать газификацию Карагандинской, Акмолинской областей, области Ұлытау и города Астаны. А в перспективе после завершения второго и третьего этапов строительства магистрального газопровода "Сарыарка" газификацией будут охвачены Акмолинская, Северо-Казахстанская области, а также удаленные населенные пункты Костанайской области на границе Северо-Казахстанской области.

93. В последующем с подключением этого газопровода к магистральному газопроводу "Бухара – Урал" через существующий газопровод-отвод "Карталы –

Рудный" на территории Республики Казахстан в районе поселка Тобол, откуда можно методом замещения производить поставку газа с месторождения Карачаганак, будет обеспечена энергетическая безопасность северных областей и столицы Республики Казахстан от поставок газа извне и сезонных колебаний потребления газа.

94. Реализация первого этапа строительства магистрального газопровода "Сарыарка" предусматривает планомерное увеличение транспортировки и потребления газа с выходом на полную проектную мощность до 25 млн м³/сутки в 2030 году, что равносильно годовой мощности до 10 млрд м³/год. Максимальная пропускная способность газопровода при условии реализации всех проектных решений со строительством двух компрессорных станций будет эквивалентна около 9-10 млрд м³/год.

95. В целях расширения охвата газоснабжением Костанайской области и удовлетворения растущих объемов потребления газа города Астаны рассматривается возможность расширения газопровода-отвода "Карталы – Рудный" от магистрального газопровода "Бухара – Урал" с дальнейшей возможностью строительства магистрального газопровода по маршруту "Тобол – Атбасар – Астана" для закольцовки магистрального газопровода "Сарыарка" с газовой системой Костанайской области с целью повышения надежности и его производительности для обеспечения зимних пиковых потреблений по северным областям и городу Астане.

Глава 8. Схема поставок газа в восточный регион

96. На территории Восточно-Казахстанской области реализован проект строительства магистрального газопровода "Сарыбулак – Зимунай" в направлении Китайской Народной Республики общей протяженностью 92,5 км. Реализация проекта позволила газифицировать населенные пункты Зайсанского районов Восточно-Казахстанской области.

97. Из-за отсутствия собственных ресурсов, обеспечивающих потребителей восточного региона газом, Генеральной схемой для газификации населенных пунктов области Абай и Восточно-Казахстанской, Павлодарской областей рассматривается вариант перспективной газификации с магистрального газопровода "Карталы – Зайсан" от газотранспортной системы "Бухара – Урал". Анализ вариантов строительства газопроводов из Российской Федерации в восточный регион страны определил оптимальный маршрут строительства газопровода от компрессорной станции "Карталы" на территории Российской Федерации по маршруту "Карталы – Тобол – Астана – Курчатов – Семей – Усть-Каменогорск – Зайсан" с отводами на населенные пункты: города Экибастуз, Аксу, Павлодар с прилегающими населенными пунктами

Павлодарского, Шарбактинского и Успенского районов, город Семей и населенные пункты Бородулихинского и Аксуатского районов области Абай, города Усть-Каменогорск, Риддер и населенные пункты Шемонаихинского, Глубоковского, Уланского, Тарбагатайского и Зайсанского районов. Расчетный объем потребления товарного газа по восточному региону на первом этапе перспективного развития может составить порядка 1,8 млрд м³/год с газификацией до 215 населенных пунктов.

Раздел 9. Сроки реализации Генеральной схемы на перспективу

98. Реализация Генеральной схемы будет осуществлена поэтапно с перспективой до 2030 года.

99. Реализация Генеральной схемы по реалистичному сценарию развития предполагает достижение следующих прогнозных результатов:

1) достижение бездефицитного баланса газа, что подразумевает оптимизацию прогнозируемых и заявленных объемов газа предприятиями промышленности и энергетики;

2) уровень потребления газа на внутреннем рынке к 2030 году достигнет по реалистичному сценарию 28 млрд м³;

3) будет газифицировано дополнительно 1 267 населенных пунктов, что позволит повысить уровень охвата газификацией до 65% газоснабжением всего по Республике Казахстан до 2,9 тысяч городов и населенных пунктов;

4) общая протяженность строительства новых газопроводов составит порядка 42,6 тысяч км всех категорий газопроводов, из них 4,6 тысяч км приходится на магистральные газопроводы, в том числе 3 тысячи км будут построены национальным оператором, 1,6 тысяч км местными исполнительными органами;

5) прогнозируемый объем инвестиций составит порядка – 4,3 трлн тенге (в ценах 2022 года) по проектам, реализуемым с участием национального оператора , АО "НК "КазМунайГаз" и 1,9 трлн тенге по линии местных исполнительных органов, частных инвесторов и договоров с населением.

100. Кроме этого важным аспектом в реализации Генеральной схемы является обеспечение снижения вредного воздействия на окружающую среду особенно после реализации мероприятий по переводу на природный газ теплоэнергетических центров в городах Алматы, Шымкенте, Кызылорде и Астане.

Динамика добычи газа по реалистичному варианту*



* Источник: по данным Министерства энергетики Республики Казахстан

Приложение 2
к Генеральной схеме
газификации
Республики Казахстан
на 2015 – 2030 годы

Действующие мощности по переработке и очистке природного газа в Республике Казахстан

таблица

Наименование газоперерабатывающих заводов и установок комплексной подготовки газа	Проектная мощность	Фактическая выработка за 2021 год		
По производству товарного газа млрд м3	По производству сжиженного нефтяного газа, тысяча тонн	Производство товарного газа, млрд м3	Производство сжиженного нефтяного газа, тысяча тонн	
Комплексы по переработке сырого газа с поставкой товарного газа в газотранспортные системы				
Тенгизский газоперерабатывающий завод	8,8	1 500	8.7	1 449,8
Оренбургский газоперерабатывающий завод по карачаганакскому газу	переработка на Оренбургском газоперерабатывающем заводе	-	6.9 – возврат очищенного газа	Коммерческая реализация

Карачаганакский перерабатывающий комплекс	1 (неочищенный газ)	-	0,8 – на внутреннее пользование	-
Газоперерабатывающий завод Болашак	4,4	900	4,6	-
Жанажолский газоперерабатывающий завод	7,5	1 000	4,1	527,8
Установка комплексной подготовки газа "КазГерМунай"	0,5	140	0,3	84,3
Установка комплексной подготовки газа "Амангельды Газ"	0,7	-	0,3	-
Установка комплексной подготовки газа "Чинаревская"	1,4	140	0,5	63,5
Казахский газоперерабатывающий завод	2,9	80	0,7	177
Установка комплексной подготовки газа "Кожасай"	0,3	40	0,3	41,3
Итого:	23,1	3660	25,7	2 343,7

Приложение 3
к Генеральной схеме
газификации
Республики Казахстан
на 2015 – 2030 годы

**Прогнозный баланс газа Республики Казахстан (оптимистичный сценарий), млрд м3
таблица**

№ п/п	Структура объемов добычи и переработки природного газа		Факт	Прогноз
	2021 год, млрд м3	2025 год, млрд м3		
	оптимистичный	реалистичный	оптимистичный	реалистичный
	Добыча сырого газа			

1	на месторождениях	53,8	71,8	69,5	87,1	81,7
2	Закачка в пласт сырого газа	17,3	31,7	31,7	41	41
3	Технологические потери при переработке, неизбежное сжигание на факелах	6,6	7,0	6,7	3,9	3,65
4	Производство товарного газа (природный газ)	29,9	33,1	31,1	42,2	37,1
5	Расход товарного газа на внутренние нужды месторождений и газотурбинные электростанции, котельные	3,9	7,1	5,1	8,7	6,7
6	Товарный газ на внутренний рынок	18,9	26,0	26,0	33,5	28,0
7	Экспорт/импорт товарного газа	7,1	-6,9	0,1	-4,1	2,4

Приложение 4
к Генеральной схеме
газификации
Республики Казахстан
на 2015 – 2030 годы

Структура потребителей товарного газа таблица

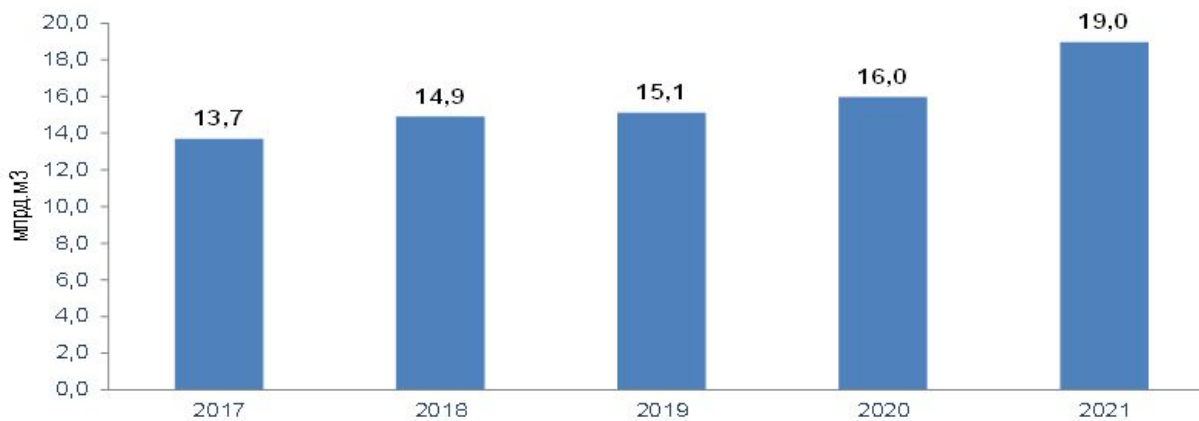
№ п/п	Наименование сегментов	2021 год, млрд м3	Доля в %	2030 год млрд м3	Доля в %
1	Потребление товарного газа	18,96	100	33,5	100

	по Республике Казахстан				
2	Тепло-энергоснабжающие комплексы	7,36	34,9	13,58	40,5
3	Промышленные предприятия	4,08	36,5	9,1	27,2
4	Население и коммунально-бытовые объекты	6,02	26,6	8,2	24,5
5	Прочие юридические лица	1,03	2	2,02	6
6	Потери	0,39	2,1	0,6	1,8

Источник: по данным национального оператора.

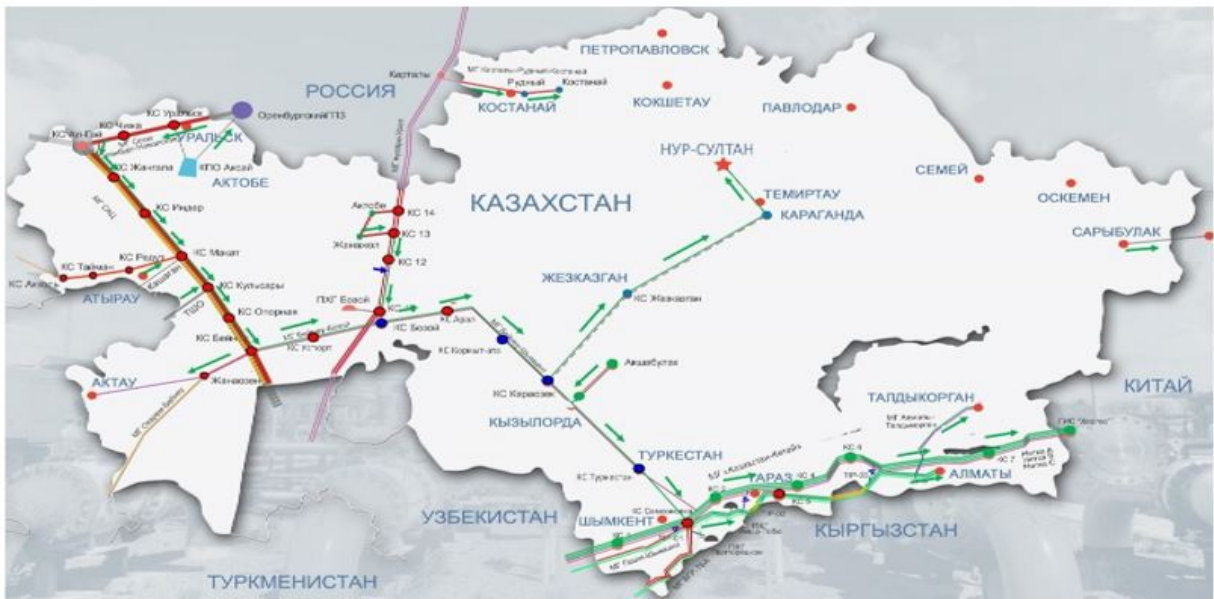
Приложение 5
к Генеральной схеме
газификации
Республики Казахстан
на 2015 – 2030 годы

Объемы потребления товарного газа в 2017 – 2021 годах



Приложение 6
к Генеральной схеме
газификации
Республики Казахстан
на 2015 – 2030 годы

Схема транзита, импорта и экспорта газа по газопроводным системам национального оператора



Приложение 7
к Генеральной схеме
газификации
Республики Казахстан
на 2015 – 2030 годы

Генеральная схема газификации Республики Казахстан до 2030 года



© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан