



Об утверждении Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года № 1275. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 21 ноября 2022 года № 931.

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 21.11.2022 № 931.

Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить прилагаемую Концепцию развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года (далее – Концепция).
2. Центральным государственным и местным исполнительным органам Республики Казахстан принять необходимые меры по реализации Концепции.
3. Настоящее постановление вводится в действие со дня его подписания.

Премьер-Министр

Республики Казахстан

К. Масимов

Утверждена
постановлением Правительства
Республики Казахстан
от 5 декабря 2014 года № 1275

Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года

Введение

В условиях наблюдаемой в настоящее время высокой волатильности мировых рынков энергоносителей многие государства и крупные транснациональные нефтегазовые компании уделяют серьезное внимание глобальным сценариям развития потребности мировой экономики в углеводородных ресурсах для выработки ключевых ориентиров своего будущего развития.

В Казахстане под руководством Главы государства была разработана и успешно реализуется стратегия долгосрочного развития страны "Стратегия " Казахстан – 2050": Новый политический курс состоявшегося государства", в которой в качестве одного из важных приоритетов устойчивого развития страны определен всеобъемлющий экономический прагматизм в развитии отраслей экономики на принципах прибыльности, возврата от инвестиций и

конкурентоспособности, что, в том числе, подразумевает пересмотр текущей системы управления газовыми ресурсами страны и газовой отраслью в целом.

Настоящая Концепция определяет видение и основные подходы к поэтапному реформированию и комплексному развитию газового сектора Республики Казахстан на период до 2030 года.

1. Видение развития газового сектора

1. Анализ текущей ситуации и тенденций развития газового сектора

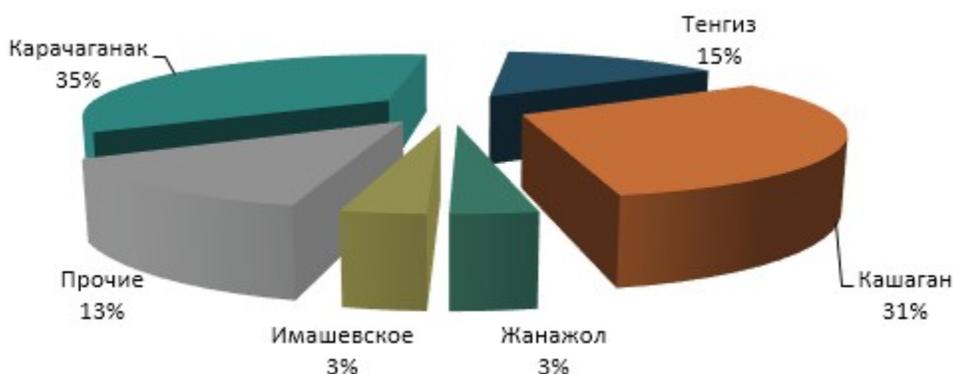
Ресурсная база

Государственной комиссией Республики Казахстан по запасам утверждены извлекаемые запасы газа на уровне 3,9 трлн. м³, в том числе попутного газа – 2,6 трлн. м³, и природного (свободного) газа – 1,3 трлн. м³.

Между тем, по данным одного из признанных мировых источников отраслевой информации – компании British Petroleum – запасы газа в Казахстане составляют 1,3 трлн. м³, что позволяет Республике Казахстан занимать по данному показателю 22 место в мире и 3 место среди стран Содружества Независимых Государств (далее – СНГ) после России и Туркменистана. Такое несоответствие показателей вызвано как высокой долей попутного нефтяного газа в газовых запасах Республики Казахстан, так и различиями в методиках подсчета запасов, по которым республика в скором времени планирует осуществить переход на международные стандарты.

Около 98 % всех разведанных запасов газа сосредоточено на западе Казахстана, при этом более 87 % – в крупных нефтегазовых (Тенгиз, Кашаган, Королевское, Жанажол) и нефтегазоконденсатных (Карачаганак, Имашевское) месторождениях.

Рисунок 1. Распределение извлекаемых запасов газа по месторождениям, %



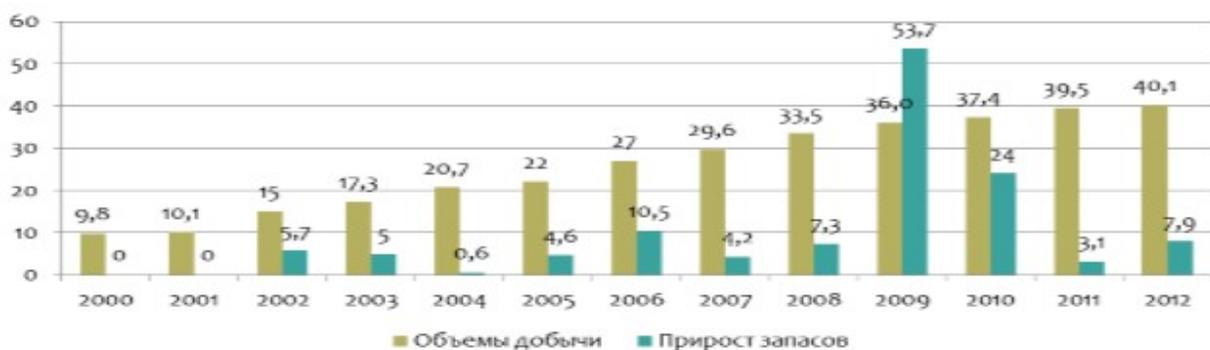
Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Крупнейшие месторождения Республики Казахстан характеризуются сложностью извлечения углеводородов из-за больших глубин (более 5 тысяч

метров), многокомпонентностью состава газа (сравнительно низкая доля метана) и повышенным содержанием сероводородных соединений. Имеющиеся газовые месторождения с небольшими глубинами залегания и незначительным содержанием сернистых соединений характеризуются небольшими запасами газа и имеют локальное значение для газификации местных территорий.

За 2000 - 2012 годы прирост запасов газа по Казахстану составил 126,6 млрд. м³, в то время как накопленная добыча газа за указанный период составила 342,2 млрд. м³ (с учетом объемов сырого газа, закачанного обратно в пласт). Таким образом, восполнение минерально-сырьевой базы республики по газу находится на недостаточном уровне, не превышающем 38 %.

Рисунок 2. Динамика соотношения добычи и прироста запасов газа, млрд. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Являясь одним из старейших нефтегазодобывающих районов мира, Казахстан в то же время обладает значительными нереализованными прогнозными ресурсами углеводородов. Так, прогнозные ресурсы традиционного (природного и попутного) газа в республике оцениваются на уровне 6 – 8 трлн. м³. В первую очередь, это относится к казахстанскому сектору акватории Каспийского моря, в том числе его Прикаспийской, Бузачинской и Южно-Мангышлакской зонам.

Высокая вероятность новых значительных открытий сохраняется в сухопутной части Прикаспийской впадины и акватории Аральского моря. Сохраняется также вероятность открытия новых месторождений нефти и газа в других осадочных бассейнах как с доказанной, так и недоказанной промышленной нефтегазоносностью. В совокупности с разведанными запасами эти прогнозные оценки свидетельствуют о значительном потенциале Казахстана, уже сегодня занимающего заметное место среди нефтегазодобывающих стран мира.

Метан угольных пластов. Помимо традиционных ресурсов газа, в Казахстане имеется значительный потенциал в части разведки и добычи метана угольных

пластов. Прогнозные ресурсы метана угольных месторождений Казахстана оцениваются на уровне до 7 трлн. м³, а ресурсы метана Карагандинского угольного бассейна только до глубины 1500 метров составляют 490,47 млрд. м³. При этом содержание метана в газе Карагандинского бассейна составляет от 80 до 98 %, что позволяет использовать его как полноценную альтернативу традиционному природному газу.

В свою очередь, Экибастузский угольный бассейн недостаточно изучен на предмет запасов метана, однако является уникальным по концентрации углей и плотности ресурсов газа на единицу площади. По остальным месторождениям угля достаточная информация по запасам метана отсутствует.

Следует отметить, что добыча метана угольных пластов является существенно более дорогостоящим процессом по сравнению с добычей на традиционных месторождениях и характеризуется меньшими показателями энергетической рентабельности¹. Если газ, содержащийся в песчанике, свободно выходит на поверхность за счет пластового давления, то в залежах угля необходимо создать каналы для его движения посредством дорогостоящих технологий гидроразрыва пласта и последующей откачки воды. В этой связи добыча метана угольных пластов активно развивается, в первую очередь, в тех странах, где наблюдается нехватка либо истощение запасов традиционного газа.

¹Энергетическая рентабельность(EROEI) - соотношение полученной энергии к затраченной.

Вместе с тем, в условиях Казахстана технология добычи метана угольных пластов в ряде случаев (в первую очередь, для газификации северных регионов Республики Казахстан) может быть экономически привлекательной, что обуславливает необходимость проведения соответствующих исследований и реализации пилотного проекта по добыче в наиболее изученном Карагандинском угольном бассейне.

Газификация угля. Казахстан входит в десятку стран с крупнейшими запасами угля, которые по данным British Petroleum составляют порядка 33,6 млрд. тонн². При этом значительную их долю составляют высокосольные, высокосернистые угли, практически неиспользуемые в энергетике из-за низкого качества и высокого уровня воздействия на окружающую среду.

²Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан утверждены запасы угля в объеме 34,5 млрд. тонн.

В то же время, данные угли являются пригодными для использования методами подземной либо наземной газификации, основным продуктом которых

является смесь угарного газа и водорода, называемая синтетическим (генераторным) газом. Данный газ может быть использован для выработки электрической и тепловой энергии, а также для последующего производства синтетических нефтепродуктов.

Следует отметить, что обе технологии газификации углей характеризуются низкой экономической привлекательностью, особенно в случае использования газа для выработки электроэнергии. Вместе с тем, с учетом ожидаемого дальнейшего истощения месторождений углеводородного сырья, технологии газификации угля в перспективе могут стать экономически эффективными при реализации схемы последующего синтеза нефтепродуктов.

В свою очередь, в период реализации настоящей Концепции Казахстану следует применять данные технологии для опытно-промышленной эксплуатации и в рамках проведения научных исследований.

Сланцевый газ. По сланцевому газу в Казахстане специальных исследований не проводилось, в связи с чем данные о наличии геологических и извлекаемых запасов отсутствуют. Более того, даже после начала промышленной добычи сланцевого газа, информация по запасам соответствующего месторождения также не может быть определена достоверно.

Добыча газа из сланцевых пород осуществляется посредством бурения многочисленных скважин и гидроразрывов пластов, а также характеризуется низкой рентабельностью и развивается при недостатке ресурсов традиционного газа. Таким образом, на данном этапе работы по сланцевому газу в Казахстане будут ограничены изучением перспектив его запасов.

Биогаз. Основой производства биогаза является технология метанового сбраживания органических отходов животноводства и растениеводства, а также бытовых отходов. На сегодняшний день в Казахстане технология производства горючего газа и других химических соединений, в том числе удобрений, методом метанового сбраживания практически отсутствует.³

³Биогазовая установка в комплексе с мини-теплоэлектростанцией электрической мощностью 360 кВт была запущена в эксплуатацию в 2011 году в Костанайской области.

Между тем, республика обладает в данной сфере значительным потенциалом. Так, согласно Проекту Развития экспортного потенциала мяса крупного рогатого скота Республики Казахстан, в стране к 2020 году планируется на откорме иметь порядка 1,1 млн. голов скота, что может обеспечить производство биогаза на

уровне 95 млн. м³ в год. Кроме того, в Казахстане накоплено более 22 млрд. тонн бытовых отходов, при утилизации которых возможно производство порядка 180 млн. м³ биогаза в год.

Производство биогаза в текущих условиях является низкорентабельным, однако должно рассматриваться государством через призму снижения выбросов парниковых газов, утилизации отходов животноводства, улучшения экологии городов, предотвращения пожаров и задымлений на мусорных полигонах и других положительных результатов.

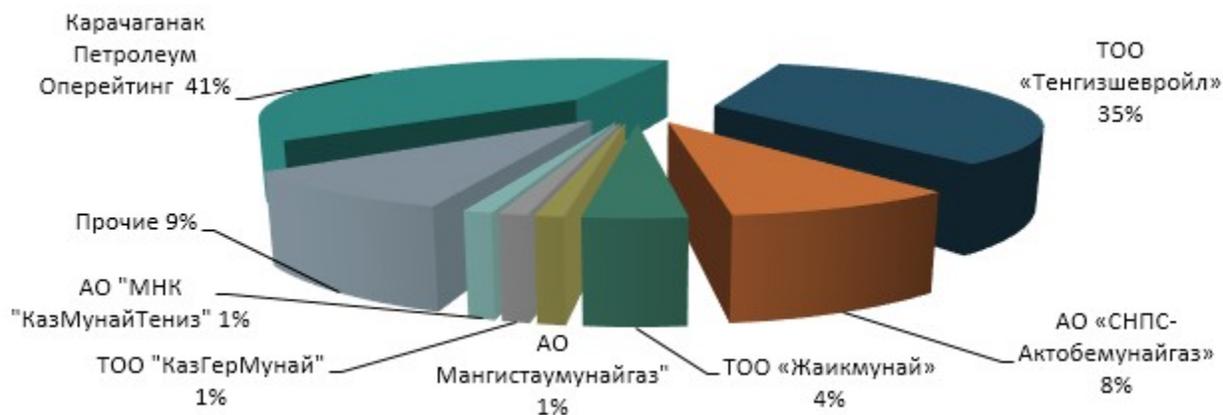
Добыча и использование

Добыча газа в Казахстане по итогам 2013 года составила 42,3 млрд. м³, что выше показателя предыдущего года на 5,4 %. Основными газодобывающими компаниями в Республике Казахстан являются:

- 1) Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В. – 17,5 млрд. м³;
- 2) ТОО "Тенгизшевройл" – 14,6 млрд. м³;
- 3) АО "СНПС-Актобемунайгаз" – 3,5 млрд. м³;
- 4) ТОО "Жаикмунай" – 1,5 млрд. м³.

Таким образом, всего лишь на две компании, а именно на "Карачаганак Петролеум Оперейтинг" и ТОО "Тенгизшевройл" приходится 76 % добываемого в стране газа.

Рисунок 3. Распределение объемов добычи газа по недропользователям, %



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Как уже отмечалось, значительная часть добываемого в Казахстане газа является попутным и извлекается вместе с нефтью, что в случае его дальнейшей продажи накладывает обязательства по предварительной дорогостоящей переработке. Как следствие, около 44 % (18,8 млрд. м³) добываемого в республике газа используется недропользователями для обратной закачки в пласт с целью повышения пластового давления и коэффициента добычи нефти,

на собственные нужды в виде подогрева нефти, производства электроэнергии и иные цели.

Порядка 2 % (922 млн. м³) добытого в 2013 году газа было сожжено на факелах. Следует отметить, что после введения в Казахстане запрета на сжигание газа, ежегодные объемы сожженного газа были сокращены более чем в 3,5 раза и приближены к уровню технологически неизбежного сжигания.

В итоге объем газа, направленного в 2013 году на переработку для последующей реализации на внутренний рынок и экспорт, составил

22,6 млрд. м³ или 53 % от объема добычи.

Наиболее значимым проблемным вопросом, стоящим сегодня в сфере регулирования сектора добычи и использования газа, является несовершенство существующей системы учета добычи и оборота нефтегазовых ресурсов. Текущий и прогнозный баланс добычи и использования газа формируется на основе данных, предоставляемых недропользователями, месторождения большинства из которых не оборудованы современными автоматизированными системами учета. В результате у государства отсутствуют эффективные механизмы выявления случаев нерационального использования углеводородных ресурсов, в том числе скрытого сжигания попутного газа на факелах.

Прогноз добычи и использования. На основе текущего баланса добычи и использования газа, а также имеющихся планов по развитию нефтегазовых проектов в Республике Казахстан, были разработаны три сценария развития газодобывающего сектора до 2030 года с перспективой до 2050 года: экономный, форсированный и прагматичный.

Рисунок 4. Сценарии среднегодового объема добычи газа в Казахстане до 2030 года с перспективой до 2050 года, млрд. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

"Экономный" сценарий основан на сдержанной политике нефте- и газодобычи с коридором прироста в 5 – 10 млрд. м³ в десятилетие. В результате его реализации к 2030 году уровень добычи газа в Казахстане составит 51,3 млрд. м³, а в 2050 году – около 66 млрд. м³.

Реализация "экономного" сценария связана с ограниченным вводом в эксплуатацию новых месторождений газа, а также умеренным развитием трех крупных казахстанских месторождений (Кашаган, Карачаганак и Тенгиз) на уровне, позволяющем замещать снижение добычи на действующих средних и малых месторождениях. При данном сценарии республика сохранит значительный объем запасов газа, однако эффективность разработки казахстанских месторождений-гигантов и удовлетворение растущего внутреннего спроса на газ будут обеспечены не в должной мере.

В рамках "форсированного" сценария рассматривается максимально быстрое наращивание объемов добычи газа, которые уже к 2030 году достигнут уровня порядка 100 млрд. м³ в год. Вместе с тем, такое активное развитие месторождений приведет к ускоренному истощению имеющихся в Казахстане запасов углеводородного сырья. Кроме того, эффективность данного сценария с точки зрения выработки товарного газа будет весьма ограниченной в связи с его акцентом на обратную закачку газа в пласт (далее – ОЗП) для увеличения нефтедобычи.

"Прагматичный" сценарий предусматривает учет оптимальных параметров разработки казахстанских месторождений без их ускоренного истощения. При этом по аналогии с "форсированным" в рамках данного сценария вместе с ожидающимся значительным ростом объемов добычи газа, в перспективе до 2030 года также будут увеличиваться объемы газа, закачиваемого обратно в пласт. Как следствие, в данный период при росте добычи в полтора раза (с 42,3 до 59,8 млрд. м³ в год) свободные ресурсы товарного газа сохранятся на уровне 21-25 млрд. м³.

Рисунок 5. Прогнозный баланс газа до 2030 года с перспективой до 2050 года (прагматичный сценарий), млрд. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

В свою очередь, после 2030 года добыча жидких углеводородов на Тенгизе и Карачаганаке начнет сокращаться, что приведет к снижению потребности в газе для обратной закачки. Начиная с этого периода, объемы производства товарного газа в Республике Казахстан значительно увеличатся и составят к 2050 году порядка 40 млрд. м³ в год.

Задействование дополнительных ресурсов газа. Таким образом, во всех трех сценариях потенциал роста объемов переработки газа ограничен необходимостью его использования для обратной закачки. Это обуславливает значимость проведения дальнейшей работы по оптимизации схем разработки месторождений углеводородного сырья.

Кроме того, существенный дополнительный ресурс товарного газа в рамках всех сценариев может появиться за счет переработки части сырого газа, используемого на ряде небольших и удаленных от газопроводов месторождений в полном объеме на подогрев нефти, производство электроэнергии и прочие виды расхода газа на собственные нужды и потери (далее – СНИП) либо осуществляющих сжигание газа на факелах.

По таким месторождениям следует рассмотреть возможность оптимизации расходов газа на СНИП с применением новых технологий по переработке и транспортировке газа (газ в жидкости, сжиженный природный газ) либо строительством национальным оператором центров сбора и переработки сырого газа. По предварительным оценкам, потенциал данного направления оценивается на уровне до 3 – 5 млрд. м³ в год, однако определение фактических объемов данных ресурсов газа будет выполнено только с введением в республике единой системы учета добычи и использования углеводородных ресурсов.

При достаточном развитии проектов добычи метана угольных пластов в Карагандинском угольном бассейне, ее объемы в обозримой перспективе могут составить от 1,3 до 4,5 млрд. м³ в год, что позволит полностью обеспечить газом северные и восточные регионы республики. В этой связи особую значимость

приобретают разработка и принятие комплексного плана развития добычи газа из угольных пластов в Республике Казахстан, а также реализация пилотного проекта по добыче метана угольных пластов в Карагандинском угольном бассейне. В свою очередь, по остальным видам газа в период реализации настоящей Концепции достижение значимых объемов добычи (производства) газа в Казахстане не ожидается.

Рисунок 6. Прогноз производства товарного газа из традиционных и альтернативных ресурсов до 2030 года с перспективой до 2050 года (прагматичный сценарий), млрд. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Газотранспортные системы

Магистральные газопроводы. Общая протяженность магистральных газопроводов Казахстана составляет 16042 км, в том числе по:

- 1) АО "Интергаз Центральная Азия" – 11861 км;
- 2) ТОО "Азиатский газопровод" – 2610 км;
- 3) ТОО "Газопровод "Бейнеу-Шымкент" – 1143 км;
- 4) АО "КазТрансГаз Аймак" – 432 км.

Таблица 1. Основные магистральные газопроводы Казахстана

№ п/п	Газопровод	Протяженность в одностороннем исполнении, км	Год ввода в эксплуатацию	Фактическая мощность, млн. м ³ в год
1	Средняя Азия – Центр	4 163	1966 – 1975	60 200
2	Казахстан – Китай	2 610	2009 – 2013	30 000
3	Союз (с лупингом)	424	1976	25 185
4	Макат – Северный Кавказ	372	1987	21 900
5	Оренбург – Новопсков	382	1975	14 600
6	Бухара – Урал	1 577	1964	8 030

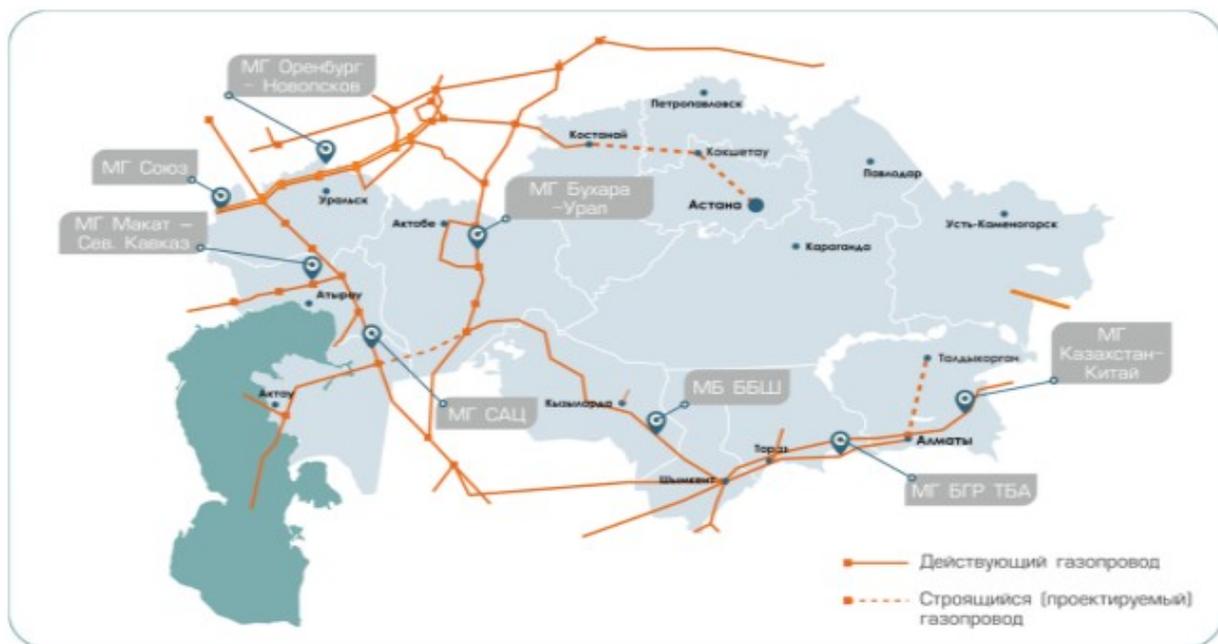
7	Окарем – Бейнеу (с лупингом)	547	1972 – 1974	7 300
8	Бухарский газоносный район – Ташкент – Бишкек – Алматы	1 639	1966 – 1999	5 840
9	Газли – Шымкент	309	1988	4 380
10	Бейнеу – Бозой – Шымкент	1 143	2013 – 2016	2 555

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Крупнейшие газопроводы республики строились в целях транзита среднеазиатского газа в направлении России и, впоследствии, Китая. Как следствие, доля транзита в общем объеме транспортировки газа в Республике Казахстан в настоящее время составляет более 80 %. Между тем, большинство из транзитных газопроводов также используются для поставки газа на внутренний рынок и экспорт.

Развитие газотранспортной инфраструктуры имеет самостоятельное стратегическое значение для экономики республики и обеспечения энергетической безопасности страны. Так, ранее магистральные газопроводы, проложенные на территории республики, технологически не были связаны между собой, что не позволяло использовать газопроводы для перекачки добываемого в западных регионах газа в южные.

Рисунок 7. Схема магистральных газопроводов Казахстана



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

В целях решения данной проблемы, в настоящее время ведется строительство газопровода "Бейнеу – Бозой – Шымкент", линейная часть первого участка которого уже введена в эксплуатацию, а ввод второго участка намечен на 2016 год. Кроме того, в настоящее время ведется строительство третьей нитки магистрального газопровода (далее – МГ) "Казахстан – Китай" (1304 км).

Газораспределительные системы. Общая протяженность распределительных газопроводов высокого, среднего и низкого давлений Казахстана составляет 28628 км. Основная доля сетей эксплуатируется дочерними организациями АО "КазТрансГаз" – АО "КазТрансГаз Аймак" и АО "КазТрансГаз – Алматы". Газораспределительные системы Республики Казахстан характеризуются высокой долей сетей, требующих ремонта (54 %).

Таблица 2. Основные характеристики распределительных газопроводов Казахстана

№ п/п	Регион	Протяженность, км	СНиП, %
1	город Алматы и Алматинская область	3 690,00	4,4
2	Актюбинская область	2 110,03	1,2
3	Атырауская область	3 771,04	1,7
4	Жамбылская область	3 388,20	4,3
5	Западно-Казахстанская область	3 723,72	3,1
6	Кызылординская область	1 049,70	0,5
7	Костанайская область	1 970,59	1,7
8	Мангистауская область	2 477,22	3,8
9	Южно-Казахстанская область	5 928,68	5,5

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Подземные хранилища газа. В Казахстане функционируют три подземных хранилища газа с общей проектной емкостью 4,65 млрд. м³, в том числе:

1) подземное хранилище газа "Бозой", расположенное вдоль газопровода "Бухара-Урал" с мощностью единовременного хранения газа до 4,0 млрд. м³, ранее использовалось для поддержания режима поставок газа при сезонных колебаниях для потребителей Западной Сибири (до открытия газовых месторождений в этом регионе);

2) подземные хранилища газа "Акыр-Тобе" (0,3 млрд. м³) и "Полторацкое" (0,35 млрд. м³), технологически увязанные с режимом работы газопроводов "Газли – Шымкент" и "Бухарский газоносный район – Ташкент – Бишкек – Алматы" для хранения избыточных объемов газа, поступающих в летнее время.

Ранее данные хранилища использовались в большей степени для поддержания стабильного газоснабжения Ташкента, а также потребителей Кыргызстана и юга Казахстана.

Таблица 3. Основные характеристики подземных хранилищ газа Казахстана, млн. м³

№ п/п		"Полторацкое"	"Акыр-Тобе"	"Бозой"
1	Проектная мощность	350,0	300,0	4 000,0
2	Закачка в 2013 году	364,3	102,5	620,0
3	Отбор в 2013 году	429,8	103,3	338,0

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Альтернативные технологии газификации. Республика Казахстан характеризуется значительной площадью территории и низкой плотностью экономической активности регионов, что обуславливает крайне низкую инвестиционную привлекательность крупных инфраструктурных проектов, ориентированных на внутренний рынок. В этой связи большинство построенных в республике магистральных газопроводов были изначально ориентированы на транзит газа.

Газификация новых регионов (северные и восточные регионы) Казахстана сетевым газом сталкивается как с длительными сроками строительства магистральных газопроводов (2 – 3 года) и распределительных сетей (до 10 лет), так и с отсутствием действующих потребителей товарного газа в регионе. В этой связи для создания рынков товарного газа в негазифицированных регионах целесообразно применять технологию сжижения природного газа.

Для начала в соответствующем регионе определяются крупные (якорные) потребители газа (промышленные предприятия, коммунально-бытовые объекты и так далее), у которых устанавливаются хранилища и регазификаторы сжиженного природного газа. Далее по мере развития спроса происходит укрупнение сетей и хранилищ сжиженного природного газа, строительство при крупных объектах станций для заправки транспортных средств сжиженным и компримированным природным газом, а также строительство соответствующих объектов для газоснабжения населения (регазификаторы в коттеджных городках, жилых микрорайонах и т.д.).

Впоследствии, при появлении необходимого спроса и развитии внутренних сетей, газификация сетевым природным газом становится экономически привлекательной, в результате чего принимается решение о подведении в регион

магистрального газопровода. При этом объекты хранилища и регазификаторы сжиженного природного газа за счет их мобильности переводятся в другие регионы с целью проведения аналогичных мероприятий по газификации.

Таким образом, сжиженный природный газ не является конкурентом сетевому газу и позволяет создавать спрос и соответствующую инфраструктуру на начальном этапе газификации. Именно такой подход будет апробирован при газификации северных и восточных регионов Республики Казахстан.

Следует отметить, что в Казахстане имеется опыт эксплуатации новой технологии, использующей эффект сжижения газа в вихревом потоке (эффект Ранка-Хилша). В текущем году были проведены испытания данной технологии для переработки сырого газа месторождения Жанажол, продемонстрировавшие возможность низкой капиталоемкости и незначительных эксплуатационных расходов при переработке сырого газа и производстве сжиженного природного газа.

Прогноз развития газотранспортных систем. В рамках подготовленной Министерством энергетики Республики Казахстан Генеральной схемы газификации Республики Казахстан до 2030 года запланирована реализация масштабных проектов модернизации и строительства газопроводов в регионах страны. В соответствии с базовым (реалистичным) сценарием развития газификации предусматривается достижение уровня газификации 56 %, для чего будет построено около 39 тыс. км распределительных газопроводов, а объем инвестиций в газификацию составит порядка 656 млрд. тенге в ценах 2012 года.

Базовый сценарий газификации регионов Республики Казахстан предусматривает:

1) завершение строительства магистральных газопроводов "Казахстан-Китай", "Бейнеу – Бозой – Шымкент";

2) по западным регионам – дальнейшую реализацию мероприятий по полномасштабному охвату газификацией территорий;

3) по южным регионам – газификацию населенных пунктов областей вдоль существующих и планируемых к строительству магистральных газопроводов, строительство газопроводов-отводов от транзитных магистральных газопроводов в Алматинской, Жамбылской, Южно-Казахстанской областях, а также реконструкцию и модернизацию газораспределительных сетей в Южно-Казахстанской и Жамбылской областях;

4) по восточным регионам – начало газификации населенных пунктов Зайсанского района Восточно-Казахстанской области.

В свою очередь, для обеспечения газом северных и восточных регионов республики на начальном этапе по отдельным категориям потребителей будет использована технология сжижения природного газа. На более позднем этапе, по

мере развития газовых рынков, будут рассмотрены различные варианты поставки сетевого газа, в том числе строительство магистрального газопровода из Костанайской области и газификация за счет ресурсов метана угольных пластов Карагандинского бассейна.

Альтернативным вариантом поставки сетевого газа в северные и восточные регионы Республики Казахстан может стать магистральный газопровод из Российской Федерации в Китай в случае его прохождения через территорию Казахстана.

Внутреннее потребление товарного газа

Потребление товарного газа в Казахстане в 2013 году составило 10,9 млрд. м³ (без учета товарного газа, потребляемого недропользователями на СНИП), что превысило показатель 2012 года на 4 %. Практически половина объема внутреннего потребления приходится на энергопроизводящие организации (45,2 %), промышленные предприятия – 25,5 %, население и коммунально-бытовые предприятия – в совокупности 29,3 %.

Рисунок 8. Динамика потребления товарного газа в Республике Казахстан (без учета товарного газа, потребляемого недропользователями на СНИП), млрд. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Как следствие, в разрезе регионов крупнейшими потребителями газа являются те области, где тепловая и электрическая энергия вырабатывается на газе. Лидером в региональном рейтинге потребления является Мангистауская область, в которой доля энергетического сектора составляет более 80 % (ТОО "МАЭК-Казатомпром" и другие).

Энергетика. В Казахстане работают 25 электрических станций на газе. Общая установленная мощность таких станций составляет 4784 МВт, при этом

располагаемая мощность – 4134 МВт. Газовые генерации Республики Казахстан по потреблению газа можно разделить на две категории:

1) газовые станции месторождений, потребляющие сырой или товарный газ, относимый к расходам газа недропользователями на СНИП, вырабатывающие электроэнергию для собственных нужд недропользователей и практически не выдающие мощность во внешние сети. Как следствие, объемы потребления газа и выработки электроэнергии таких станций в настоящее время не в полной мере учитываются в общих балансах по стране;

2) прочие станции, подключенные к национальной электрической сети и приобретающие товарный газ у производителей либо импортеров. Наиболее крупными из таких станций являются Жамбылская государственная районная электростанция (далее – Жамбылская ГРЭС) и теплоэлектроцентрали ТОО "МАЭК – Казатомпром".

Таблица 4. Основные характеристики крупных газовых электростанций Казахстана

№ п/п	Наименование	Потребление газа в 2013 году, млн. м ³	Установленная мощность, МВт	Выработка э/э в 2013 году, млн. кВт*ч
1	АО "Жамбылская государственная районная электростанция им. Т.И. Батурова"	387	1 230	1 594,6
2	ТОО "МАЭК-Казатомпром"	1 851	630 и 625	6 412,8
3	АО "Атырауская теплоэлектроцентраль"	682	314	1 693,4
4	АО "Актобе ТЭЦ"	406	102	628,4
5	АО "3 – Энергоорталык"	324	160	741,7
6	АО "Алматинские Электрические Станции" (теплоэлектроцентраль № 1)	265	145	386,3

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Помимо этого, в Казахстане газ играет значимую роль в производстве тепловой энергии и является основным видом топлива для порядка 17 % котельных республики с установленной мощностью до 100 Гкал/час (921 котельных).

Необходимо отметить, что все газовые станции Республики Казахстан работают в базовом режиме, при этом газопоршневые и газотурбинные электростанции оптимальны для работы в качестве маневренных источников для покрытия пиковых нагрузок сети. Кроме того, энергия отходящих дымовых газов на большинстве отечественных газотурбинных электростанций (далее – ГТЭС) не используется, в то время как установка дополнительного парового цикла (далее – ПГУ) позволяет повысить мощность и коэффициент полезного действия станций, экономя ресурсы газа.

На сегодняшний день большинство из планируемых к строительству в Казахстане газовых электростанций проектируются как станции собственных нужд с большим запасом мощности. Работа таких станций характеризуется низкой нагрузкой, и, как следствие, высоким удельным расходом газа. Схожее положение наблюдается на действующих станциях собственных нужд, работающих при низкой нагрузке. В этой связи необходима разработка мер по вовлечению резервов мощности газовых электростанций собственных нужд в баланс мощности республики.

Промышленность. Основными промышленными потребителями газа в Республике Казахстан являются предприятия нефтедобывающего, нефтегазотранспортного и газохимического секторов. При этом объемы потребления газа недропользователями на собственные нужды в настоящее время не учитываются в общем балансе по потреблению газа промышленными предприятиями республики, что обуславливает необходимость внедрения единой методики учета объемов потребления газа и отнесения предприятий к различным категориям потребителей.

Таблица 5. Крупные промышленные потребители газа Республики Казахстан

№ п/п	Наименование	Потребление газа в 2013 году, млн . м ³
1	АО "Соколовско-Сарбайское горно-обогатительное производственное объединение"	366
2	АО "КазТрансОйл"	143
3	ТОО "Казазот"	119
4	ТОО "Казфосфат"	103

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Население и коммунально-бытовые потребители. Потребление товарного газа населением и коммунально-бытовыми предприятиями по итогам 2013 года составило 3,2 млрд. м³. В связи со сложившейся на сегодняшний день газотранспортной инфраструктурой доступ к товарному газу имеют жители только 9 регионов страны, при этом в ряде газифицированных областей

товарный газ поставляется только в областные центры и сравнительно крупные города.

Наибольший уровень обеспеченности доступом населения и коммунально-бытовых предприятий к централизованному газоснабжению в Казахстане наблюдается в западных регионах страны – от 79,9 %

в Актюбинской области до 96,4 % в Мангистауской области. В свою очередь, в южных регионах (за исключением города Алматы) наблюдается низкий и средний уровень газификации (от 19,1 % в Алматинской области до 63,4 % в Жамбылской области), в то время как северные (за исключением Костанайской области) и восточные регионы Казахстана остаются негазифицированными.

Таким образом, на сегодняшний день наименьший уровень газификации наблюдается в регионах с наибольшей численностью населения, что говорит о весьма значительном потенциале роста числа бытовых и коммунально-бытовых потребителей в Республике Казахстан. Вместе с тем, необходимо отметить, что данная категория потребителей является наиболее капиталоемкой с точки зрения газификации и систем обслуживания потребителей и должна рассматриваться государством с точки зрения социальной значимости.

Транспорт. Помимо выше обозначенных традиционных категорий потребителей, в Казахстане в последние годы получило развитие еще одно направление – использование товарного газа на транспорте. На данный момент в республике существуют 11 автогазонаполнительных компрессорных станций (далее – АГНКС), предназначенных для заправки автотранспорта компримированным природным газом. При этом три из них были построены в 80-е годы, в то время как остальные были введены в эксплуатацию с 2010 года в рамках проектов развития рынка газомоторного топлива.⁴

4

Газомоторное топливо - сжиженный нефтяной, сжиженный природный и компримированный природный газ.

В результате в 2013 году объем потребления товарного газа на транспорте составил 11,3 млн. м³, а в текущем году, с вводом в эксплуатацию еще двух АГНКС, ожидается рост потребления до порядка 20 млн. м³. Количество автотранспорта, работающего на компримированном природном газе, в настоящее время составляет ориентировочно 1015 единиц, в том числе: автобусы – 520 единиц, грузовой автотранспорт – 83 единицы, легковой автотранспорт – 412 единицы.

Учитывая имеющийся и прогнозируемый в республике дефицит отдельных видов нефтепродуктов, а также задачи по повышению экологичности и

энергоэффективности транспорта, Казахстану следует в ближайшее время начать активное развитие рынка газомоторного топлива, для чего необходимо разработать и принять соответствующий комплексный план.

Прогноз потребления. В Генеральной схеме газификации Республики Казахстан в перспективе до 2030 года рассмотрено три сценария потребления газа, рассчитанных исходя из сценариев газификации регионов Республики Казахстан. С учетом ранее обозначенных перспектив развития ресурсной базы товарного газа, предусматривающих ее расширение после 2030 года, указанные сценарии потребления могут быть рассмотрены в перспективе до 2050 года.

Рисунок 9. Сценарии среднегодового объема потребления газа в Республике Казахстан до 2030 года с перспективой до 2050 года (без учета потребления газа недропользователями на СНИП), млрд. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

"Оптимистичный" сценарий потребления газа может стать результатом масштабного развития в Казахстане газохимической промышленности, реализации инициатив по ускоренному развитию газовых генераций в рамках перехода Республики Казахстан к "зеленой экономике", а также реализации планов по максимальному охвату газоснабжением населения и коммунально-бытовых потребителей Республики Казахстан. По данному сценарию, потребление товарного газа в республике составит 25,5 млрд. м³ к 2030 году и 34,4 млрд. м³ к 2050 году, увеличившись по сравнению с текущим уровнем в 2,3 и 3,1 раза соответственно.

В рамках "пессимистичного" сценария рассмотрены варианты сохранения на текущем уровне охвата газификацией территории Республики Казахстан, доли газовых генераций в структуре генерирующих мощностей Республики Казахстан, а также ограниченного развития предприятий газохимии. В этих условиях, объем потребления в 2030 году не превысит 14,3 млрд. м³, а к 2050 году составит порядка 19,9 млрд. м³ в год.

В качестве базового в Генеральной схеме газификации определен "реалистичный" сценарий потребления, согласно которому к 2020 году ожидаемые объемы потребления товарного газа в республике составят порядка 16,3 млрд. м³, а к 2030 году – около 18,1 млрд. м³, что выше текущих объемов потребления на 50 % и 66 % соответственно. При этом в случае сохранения учтенных в данном сценарии тенденций и после 2030 года, ожидается, что потребление газа к 2050 году достигнет уровня 29,6 млрд. м³ в год.

Значительный рост потребления газа населением в рамках "реалистичного" сценария ожидается по всем категориям потребителей. Так, наиболее динамичное развитие в рассматриваемый период ожидается на рынке газомоторного топлива, что связано как с его текущей достаточно низкой емкостью, так и с запланированными масштабными мероприятиями по его развитию. В итоге к 2030 году ожидается более чем 40-кратный рост потребления товарного газа на транспорте, которое составит порядка 0,5 млрд. м³.

В промышленности рост потребления газа будет связан с реализацией проектов строительства газохимических предприятий, в том числе введением в эксплуатацию интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области, а также ряда иных крупных промышленных предприятий, таких как завод по производству минеральных удобрений в Жамбылской области. В результате потребление товарного газа промышленными потребителями к 2030 году ожидается на уровне 5,2 млрд. м³.

Существенный рост потребления товарного газа также ожидается в секторе производства электрической и тепловой энергии, которое в базовом сценарии развития энергетики составит к 2030 году порядка 7,2 млрд. м³. В данный период будет осуществлен перевод Алматинской теплоэлектростанции № 2 на товарный газ⁵, введен в эксплуатацию ряд станций (Уральская ГТЭС, ГТЭС интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области, Кандыгашская ГТЭС и другие), а также осуществлено техническое перевооружение мощностей ТОО "МАЭК-Казатомпром" с установкой ПГУ.

⁵Перевод на товарный газ Алматинской теплоэлектростанции № 2 позволит сократить выбросы на 5 тыс. тонн в год угольной золы и на 18 тыс. тонн в год оксидов серы.

Кроме того, значительный ввод новых и расширение действующих газовых станций ожидается на нефтегазовых месторождениях (Кашаган, Тенгиз и другие) в основном для обеспечения собственных нужд. Однако, как отмечалось ранее,

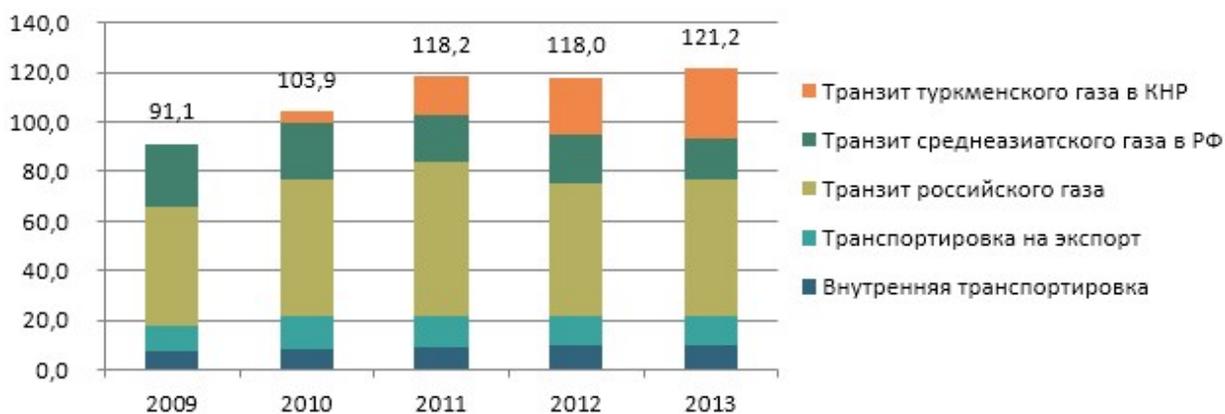
по данным категориям станций потребляемый газ учитывается по категории " собственные нужды и потери" и не участвует в балансе товарного газа. В итоге, в совокупности по всем видам газовой генерации установленная мощность станций возрастет к 2030 году с 4,8 ГВт до 7,2 ГВт.

В свою очередь, рост потребления газа коммунально-бытовыми предприятиями и населением будет обусловлен реализацией комплекса мероприятий, предусмотренных Генеральной схемой газификации Республики Казахстан, по завершении которых к 2030 году в совокупности потребление газа данными категориями потребителей ожидается на уровне 5,1 млрд. м³ в год.

Экспорт, импорт и транзит товарного газа

Общий объем транспортировки товарного газа по системе магистральных газопроводов Казахстана составил по итогам 2013 года 121,2 млрд. м³, из которых на транзит пришлось порядка 99,2 млрд.м³.

Рисунок 10. Распределение объемов транспортировки газа по направлениям, млн. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Примечание: объемы экспорта указаны с учетом товарного газа, поставляемого в рамках обменных операций с ОАО "Газпром".

В период с 2008 по 2013 годы структура транзита газа в Республике Казахстан претерпела значительные изменения. Так, в 2009 году был введен в эксплуатацию магистральный газопровод "Казахстан – Китай", объемы транзита газа по которому составили в 2013 году 23,5 млрд. м³. В то же время был увеличен транзит российского газа по МГ "Союз" на 7,5 млрд. м³. С другой стороны, объем транзита среднеазиатского газа в Россию по МГ "Средняя Азия – Центр" сократился в 2,6 раза, что было связано с переориентацией поставок туркменского газа на Китай.

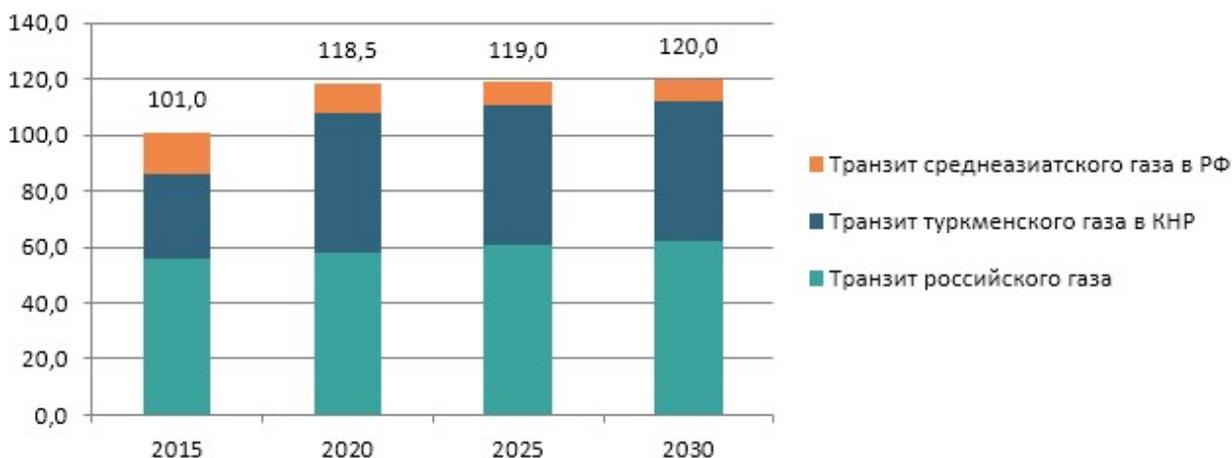
По имеющимся прогнозам, в обозримой перспективе добыча газа на российских месторождениях будет расти быстрее, чем спрос на внутреннем и внешних (в первую очередь, европейском) рынках. Дополнительным фактором является высокая неопределенность в объемах будущих поставок российского газа в Европу. Данные тенденции в перспективе могут привести к замещению российским газом приобретаемого ОАО "Газпром" среднеазиатского газа и, как следствие, дальнейшему сокращению объемов транзита по МГ "Средняя Азия – Центр".

В то же время, ожидается, что после завершения строительства третьей нитки и 8 компрессорных станций мощность МГ "Казахстан – Китай" увеличится до 55 млрд. м³ в год, в связи с чем транзит среднеазиатского газа в Китай вырастет до 50 млрд. м³ в год. Кроме того, в случае частичной переориентации российского газа с европейского на китайский рынок, Казахстану в силу имеющихся географических преимуществ следует проработать с заинтересованными сторонами варианты транзита газа из России в Китай через территорию республики.

В итоге совокупный объем транзита товарного газа в Казахстане

к 2030 году может составить порядка 120 млрд. м³ в год (без учета возможного транзита российского газа в Китай), однако достижение данного показателя в большей степени зависит от ситуации на газовых рынках соседних стран.

Рисунок 11. Прогноз транзита товарного газа, млрд. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Экспорт товарного газа (с учетом поставляемого в рамках обменных операций с ОАО "Газпром") по итогам 2013 года составил 11,9 млрд. м³.

Основными маршрутами экспорта газа являются МГ "Оренбург – Новопсков", МГ "Средняя Азия – Центр" и МГ "Бухара – Урал" в направлении России.

Таблица 6. Экспорт товарного газа (с учетом обменных операций с ОАО "Газпром"), млрд. м³

№ п/п		2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
1	Всего	10,0	13,5	11,9	11,9	11,9
2	Россия	10,0	13,5	11,8	11,6	11,7
3	Кыргызстан	0	0	0,1	0,3	0,2

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Более половины объема (6,24 млрд. м³) приходится на товарный газ, выработанный на Оренбургском газоперерабатывающем заводе из сырого карачаганакского газа. Из них порядка 4,9 млрд. м³ газа поставлено на внутренний рынок Республики Казахстан посредством обменных операций с ОАО "Газпром" в южные регионы из Узбекистана и Туркменистана, а также в Костанайскую область из России. Таким образом, Казахстан является нетто-экспортером газа, а импорт вне рамок обменных операций отсутствует.

Прогноз экспорта/импорта товарного газа. На основе показателей "прагматичного" сценария добычи и использования газа, а также приведенных сценариев развития внутреннего потребления могут быть рассмотрены соответствующие сценарии развития экспортно-импортных операций.

Рисунок 12. Прогноз экспорта (+) / импорта (-) товарного газа (без учета обменных операций с ОАО "Газпром") по сценариям внутреннего потребления, млрд. м³



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

В связи с ожидаемым во всех рассмотренных вариантах ростом внутреннего потребления газа, в перспективе до 2030 года общей для всех сценариев

характеристикой станет перераспределение объемов поставки газа с экспорта в пользу внутреннего рынка.

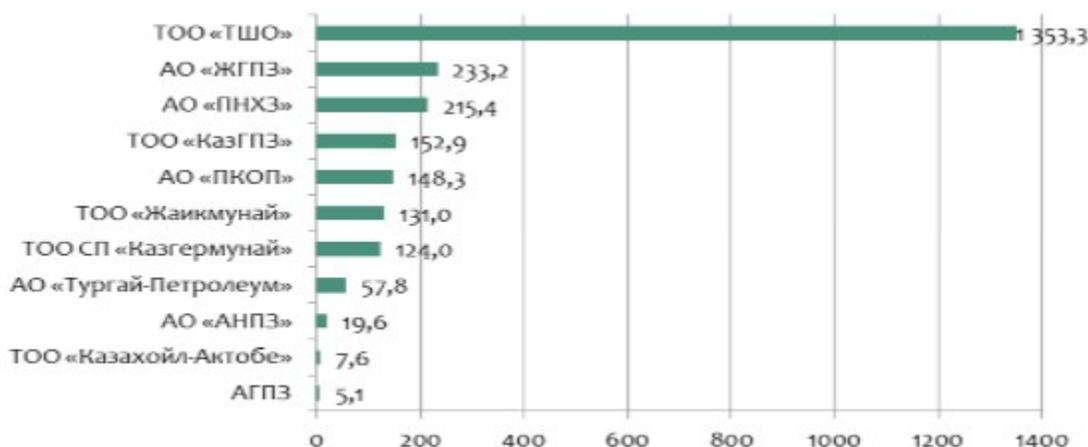
При этом по "реалистичному" сценарию потребления газа объем свободных для экспорта ресурсов составит к 2030 году не более 2,9 млрд. м³ в год, в то время как при "оптимистичном" сценарии развития потребления республика станет импортозависимой по газу в период с 2025 по 2036 год. В этих условиях государству уже сегодня необходимо начать проработку вопросов определения конкретных источников переориентируемого газа и вариантов компенсации соответствующего снижения доходности для экспортеров.

Производство и сбыт сжиженного нефтяного газа

В 2013 году в республике было произведено 2448,2 тыс. тонн сжиженного нефтяного (углеводородного) газа, что составило 110,6 % от показателей 2012 года. Указанный объем не включает 167,2 тыс. тонн сжиженного нефтяного газа, произведенных для ТОО "КазРосГаз" на Оренбургском газоперерабатывающем заводе из сырого карачаганакского газа.

Производство сжиженного нефтяного газа в Казахстане осуществляется на трех нефтеперерабатывающих заводах, а также газоперерабатывающих заводах и установках комплексной подготовки газа недропользователей.

Рисунок 13. Производство сжиженного нефтяного газа в Казахстане в 2013 году, тыс. тонн



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

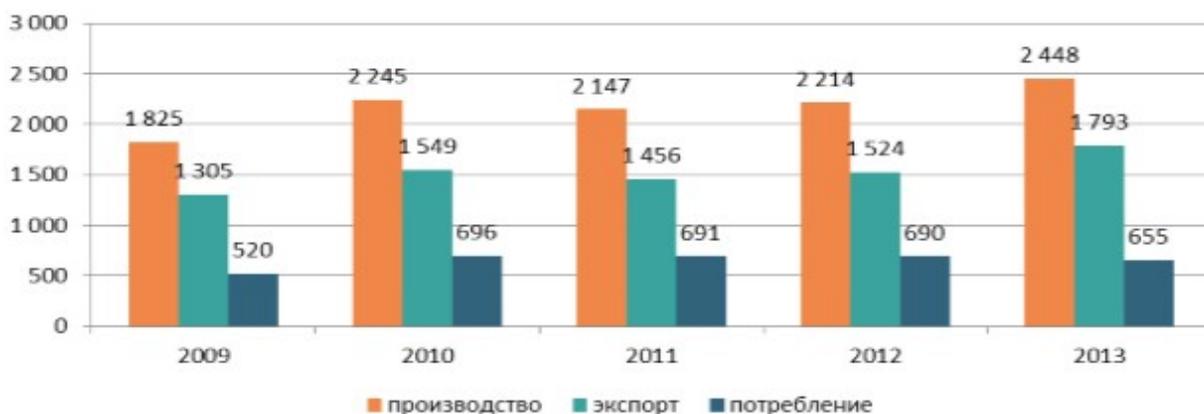
Тенгизский газоперерабатывающий завод является крупнейшим в республике производителем сжиженного нефтяного газа (около 70 % от общего производства в Республике Казахстан), объемы производства которого по итогам 2013 года составили 1353,3 тыс. тонн.

Жанажолский газоперерабатывающий завод в 2013 году произвел сжиженный нефтяной газ в объеме 233,2 тыс. тонн, при этом после введения в

эксплуатацию 3-й очереди завода суммарный объем производства достигнет 500 тыс. тонн в год. Производство сжиженного нефтяного газа на ТОО "Казахский газоперерабатывающий завод" по итогам 2013 года составило 152,9 тыс. тонн. Недозагруженность перерабатывающих мощностей данного завода связана с падением добычи газа на месторождениях Узень и Жетыбай.

Из произведенного объема сжиженного нефтяного газа в 2013 году около 70 % (1725 тыс. тонн) было направлено на экспорт, в то время как объем внутреннего потребления составил 655 тыс. тонн.

Рисунок 14. Баланс производства и использования сжиженного нефтяного газа в Республике Казахстан, тыс. тонн



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Более 48 % внутреннего потребления сжиженного нефтяного газа приходится на население и коммунально-бытовые предприятия, около 42 % - на промышленные предприятия, при этом на транспорт приходится порядка 9 %. Следует отметить, что сжиженный нефтяной газ, являясь ценным сырьем для газохимических производств, в Казахстане преимущественно используется в качестве топлива.

Прогноз производства и сбыта сжиженного нефтяного газа. Поскольку сжиженный нефтяной газ является попутным продуктом нефте- и газопереработки, объемы его производства будут напрямую зависеть от показателей выработки товарного газа и нефтепродуктов. В части нефтепереработки в Казахстане к 2017 году ожидается завершение модернизации трех нефтеперерабатывающих заводов, в результате которой их проектная мощность вырастет до 18,5 млн. тонн в год, а производство сжиженного нефтяного газа увеличится в 2,8 раза, составив порядка 1 млн. тонн в год.

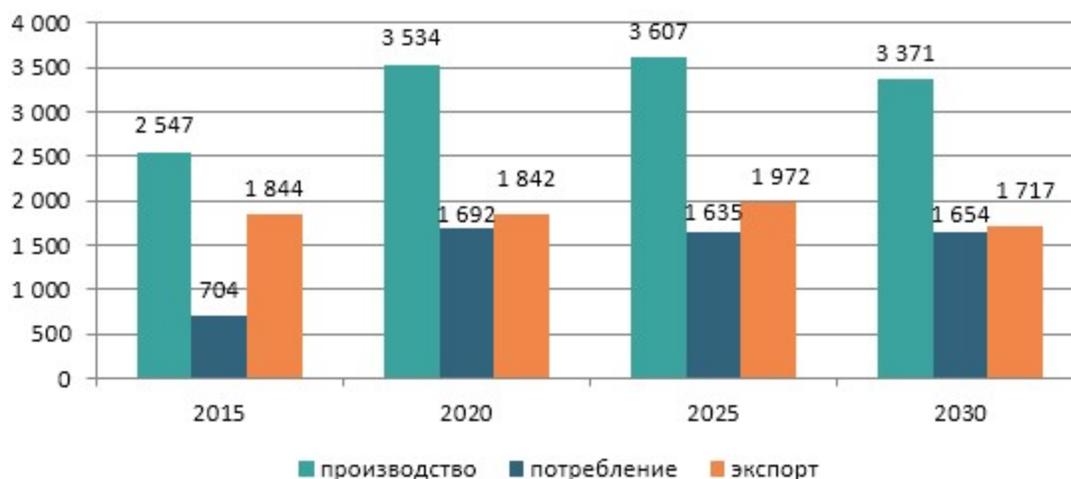
Кроме того, в связи с ожидаемым в республике дальнейшим ростом спроса на нефтепродукты, в настоящее время прорабатывается вопрос расширения Шымкентского нефтеперерабатывающего завода, что в перспективе позволит

увеличить производство объемов сжиженного нефтяного газа уже с 2025 – 2026 годов. В части газопереработки рост объемов производства сжиженного нефтяного газа в основном связан с началом коммерческой добычи на месторождении Кашаган.

В секторе потребления сжиженного нефтяного газа Казахстана в обозримой перспективе будет наблюдаться ряд разнонаправленных тенденций. С одной стороны, в результате предусмотренных мероприятий по дальнейшей газификации территории Республики Казахстан, сжиженный нефтяной газ будет постепенно замещаться товарным газом, прежде всего по категориям "население" и "коммунально-бытовые предприятия".

С другой стороны, в республике намечены к реализации ряд крупных газохимических проектов, одним из основных видов сырья для которых является сжиженный нефтяной газ. К примеру, только по интегрированному газохимическому комплексу в Атырауской области потребление сжиженного нефтяного газа планируется довести до порядка 0,93 млн. тонн в год.

Рисунок 15. Прогноз производства и использования сжиженного нефтяного газа в Республике Казахстан до 2030 года, тыс. тонн



Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Таким образом, совокупный объем производства сжиженного нефтяного газа в Республике Казахстан будет расти и стабилизируется в период 2020 – 2030 годов на уровне 3,4 – 3,6 млн. тонн в год. Аналогичная ситуация будет наблюдаться и в секторе потребления сжиженного нефтяного газа, которое составит в указанный период порядка 1,7 млн. тонн в год. В результате экспорт сжиженного нефтяного газа в период до 2030 года будет сохраняться практически на одном уровне – около 1,8 млн. тонн в год.

Энергосбережение и энергоэффективность

Одними из приоритетных задач развития промышленности Казахстана являются энергосбережение и повышение энергоэффективности. При этом Программой "Энергосбережение-2020", утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 августа 2013 года № 904, поставлены амбициозные цели по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта республики на 40 % к 2020 году от уровня 2008 года.

Снижение потребления топливно-энергетических ресурсов и величины потерь. Газовая отрасль является крупным потребителем энергетических ресурсов с долей до 2,2 % от общего потребления первичной энергии в Республике Казахстан, что накладывает определенные обязательства на ее субъектов в части повышения энергоэффективности.

Общий объем потребления газа газотранспортными и газораспределительными компаниями на СНИП составил в 2013 году около 1,4 млрд. м³, при этом потребление электроэнергии составило порядка 113 млн. кВт*ч.

Специфика газотранспортной системы республики определяет возможность значительного снижения потребления газа и электроэнергии, а также сокращения величины потерь, в том числе коммерческих потерь газа при его распределении. Казахстанская газотранспортная система по уровню потребления газа на СНИП при его транспортировке и распределении находится на сопоставимом уровне со странами СНГ.

Таблица 7. Потребление газа на СНИП в странах СНГ, %

№ п/п	Страна	Магистральные газопроводы	Газораспределительные системы
1	Армения	3,5 %	2,0 %
2	Молдова	0,2 %	4,9 %
3	Узбекистан	2,1 %	2,4 %
4	Казахстан	1,0 %	2,3 %

Источник: Технический секретариат INOGATE (ITS) и комплексная программа в поддержку Бакинской инициативы и энергетических целей Восточного партнерства.

Между тем, система магистральных газопроводов, за исключением запущенного в последние годы МГ "Казахстан – Китай", характеризуется высокой долей износа основного оборудования (компрессорных агрегатов), его низким коэффициентом полезного действия и, как следствие, высоким удельным потреблением газа и электроэнергии.

За последние годы в целом по отрасли наблюдается тенденция снижения потребления энергоресурсов и величины потерь. По электроэнергии наблюдается

стабильное снижение ее потребления, в том числе за счет проводимых мероприятий по энергосбережению. Так, за период 2010 – 2013 годов удельное потребление электроэнергии в Республике Казахстан снизилось не менее чем на 9 %. В свою очередь, по газу снижение потребления на СНиП в газотранспортной системе Казахстана составило в указанный период 2 %.

Достигнутые уровни снижения потребления электроэнергии и газа не являются предельными. В части потребления электроэнергии по газотранспортной системе имеются возможности его снижения на 10 %, прежде всего за счет внедрения энергоэффективного освещения, замены и модернизации части электроприемников (аппарат воздушного охлаждения газа на действующих компрессорных станциях, станции катодной защиты, насосы вспомогательных систем и так далее).

В части потребления газа существует возможность снижения его использования на СНиП в системе магистральных газопроводах АО "Интергаз Центральная Азия" на 5 – 6 % за счет мероприятий по модернизации газоперекачивающих агрегатов, снижения объемов стравливаемого газа во время ремонтных работ и оптимизации работы компрессорных станций.

В газораспределительных системах возможно достижение, как минимум, 10 % снижения потребления газа на СНиП, в том числе за счет мероприятий по оснащению части газорегуляторных пунктов системами учета технологических параметров и модернизации запорной и запорно-регулирующей арматуры (установка шаровых кранов).

Помимо снижения расхода газа на СНиП в газораспределительных системах республики имеется значительный потенциал снижения коммерческих потерь газа. Так, отсутствие температурного учета потребления газа на части коммерческих приборов учета газа приводит к заниженным показаниям его потребления, а применение поправочных коэффициентов ограничено из-за отсутствия методики их расчета. В результате объемы недоучета газа могут составлять до 10 % от общего объема потребления газа на СНиП в распределительных газовых сетях.

Использование энергии отходящих дымовых газов. Отдельным направлением повышения энергоэффективности в газовой отрасли является использование энергии отходящих дымовых газов от газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Основными вариантами использования тепла дымовых газов газоперекачивающих агрегатов являются:

1) использование тепла дымовых газов для подогрева воздуха, поступающего в камеры сгорания;

2) использование тепла дымовых газов для получения водяного пара либо горячей воды в котлах-утилизаторах.

Подогрев воздуха осуществлялся на части действующих газоперекачивающих агрегатов АО "Интергаз Центральная Азия", но в настоящее время системы утилизации тепла отходящих дымовых газов для нужд отопления и горячего водоснабжения полностью демонтированы из газоходов выхлопного тракта газоперекачивающих агрегатов ввиду повышенного аэродинамического сопротивления труб системы утилизации и влияния его на снижение коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов. Между тем, данная проблема имеет технические решения, которые были реализованы на газоперекачивающих агрегатах магистрального газопровода "Казахстан – Китай". На компрессорных станциях газопровода "Казахстан – Китай" основной объем тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения вырабатывается из энергии отходящих дымовых газов газоперекачивающих агрегатов. В этой связи необходимо по каждому магистральному газопроводу Республики Казахстан рассмотреть целесообразность применения данной технологии.

Энергия сбросного давления на газораспределительных станциях. Во многих странах, имеющих протяженные системы магистральных газопроводов, в том числе в России, Узбекистане и Украине, энергия избыточного давления газа используется для производства электроэнергии на турбодетандерных установках. Процесс снижения давления в них обеспечивает получение максимальной величины механической энергии с коэффициентом полезного действия процесса 80 % и более.

В Казахстане имеется порядка 33 газораспределительных станции, для которых может быть рассмотрено внедрение утилизационных турбодетандерных установок. При этом экономический потенциал использования энергии избыточного давления на крупных газораспределительных станциях равен 22,1 МВт, а ежегодная выработка электроэнергии может составить около 180 млн. кВт*ч.

Между тем, практика внедрения турбодетандерных установок на газораспределительных станциях Казахстана не развивается, поскольку производство электроэнергии не является профильной деятельностью для субъектов естественных монополий в сфере транспортировки товарного газа, а энергетические потери учитываются в тарифах на транспортировку. В этой связи, в целях повышения энергоэффективности газотранспортным компаниям следует рассмотреть возможность установки утилизационных турбодетандерных установок для использования электроэнергии на собственные нужды и поставки сторонним потребителям.

До середины 2015 года по всем компаниям отрасли, являющимся крупными потребителями топливно-энергетических ресурсов, в соответствии с

требованиями Закона Республики Казахстан от 13 января 2012 года "Об энергосбережении и повышении энергоэффективности" должны быть проведены энергетические аудиты. По результатам энергетических аудитов будут утверждены планы по энергосбережению и энергоэффективности сроком на 5 лет, на основе которых будут сформированы долгосрочные инвестиционные программы по снижению потребления газа на СНиП.

В целом по республике для 30 наиболее крупных промышленных потребителей газа по результатам энергетических аудитов должны быть определены долгосрочные планы по снижению удельного потребления газа и организована система государственного мониторинга за исполнением планов по снижению удельного потребления газа в промышленности.

Законодательная база, модель регулирования и система ценообразования

Вопросы добычи и утилизации газа в Казахстане регулируются Законом Республики Казахстан от 24 июня 2010 года "О недрах и недропользовании" (далее – Закон о недрах), а также рядом подзаконных нормативных правовых актов, принятых в его реализацию. Основными положениями данного Закона, непосредственно определяющими отдельные аспекты государственной политики в газовом секторе, являются:

1. Запрет на сжигание газа в факелах (за исключением аварийных ситуаций, испытания скважин и технологически неизбежного сжигания).

Как уже отмечалось, после введения запрета на сжигание газа, ежегодные объемы сожженного газа в Казахстане удалось сократить более чем в 3,5 раза при стабильно растущих объемах добычи газа. Данных показателей удалось достичь за счет планомерной реализации программ утилизации газа, которые были предусмотрены ранее действовавшим Законом Республики Казахстан от 28 июня 1995 года "О нефти".

В период введения и апробации данного механизма имели место недостаточные системность политики и координирующая роль государства в процессе выбора вариантов утилизации газа, в результате чего по ряду месторождений были выбраны менее рациональные варианты использования углеводородного сырья. В этой связи, с принятием Закона о недрах, программы утилизации газа были заменены программами развития переработки.

Между тем, вплоть до настоящего времени по некоторым месторождениям имеет место систематическое продление старых программ утилизации газа, что не позволяет говорить об их эффективной реализации со стороны таких недропользователей.

2. Обязанность недропользователей по разработке и реализации программ развития переработки газа.

Данный механизм, пришедший на смену программам утилизации газа, конкретизировал государственную политику в сфере рационального использования газа посредством фокусирования недропользователей на максимизации объемов переработки и реализации добываемого ими газа.

Вместе с тем, на сегодняшний день остается нерешенным вопрос повышения энергоэффективности производственных процессов недропользователей, и, как следствие, сокращения использования сырого и товарного газа недропользователями на собственные нужды.

3. Закрепление права собственности государства на попутный газ в случаях, если иное не установлено контрактом на недропользование.

Следует отметить, что по всем контрактам на недропользование, заключенным до введения в действие Закона о недрах, право собственности на попутный газ принадлежит недропользователям. В свою очередь, по вновь заключаемым контрактам на данный момент отсутствует единая политика по закреплению права собственности за государством, что вызвано, в первую очередь, проблемами с реализацией данного права на практике.

В Казахстане был принят Закон Республики Казахстан "О газе и газоснабжении" от 12 января 2012 года (далее – Закон о газе), который впервые в истории независимого Казахстана урегулировал на законодательном уровне вопросы транспортировки, распределения, потребления, а также оптовой и розничной реализации товарного, сжиженного нефтяного и сжиженного природного газа.

При разработке Закона о газе было принято во внимание то обстоятельство, что для Казахстана, в связи с большой площадью территории и низкой плотностью экономической активности, характерна крайне низкая инвестиционная привлекательность масштабных инфраструктурных проектов, к которым, помимо прочего, относятся строительство и модернизация газотранспортных и газораспределительных сетей.

Для решения данной проблемы Законом о газе был введен институт национального оператора в сфере газа и газоснабжения, основными задачами которого являются приобретение сырого и товарного газа у недропользователей с последующей его перепродажей на внутреннем рынке и на экспорт, а также финансирование на вырученные средства проектов модернизации и развития газотранспортных и газораспределительных сетей в рамках Генеральной схемы газификации Республики Казахстан.

Вместе с тем, Законом было введено государственное регулирование цен закупа национальным оператором газа у недропользователей в рамках преимущественного права государства, а также цен оптовой реализации товарного и сжиженного нефтяного газа на внутреннем рынке, которые должны

были обеспечивать необходимую доходность национального оператора. Однако на практике система ценообразования на газ сегодня не дает ожидавшихся при ее введении результатов, что вызвано следующими обстоятельствами.

Во-первых, несмотря на то обстоятельство, что Правилами определения предельных цен оптовой реализации товарного и сжиженного нефтяного газа на внутреннем рынке, утвержденными постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 июня 2012 года № 884, предусматривается необходимость включения норм рентабельности при установлении предельных цен, фактически оптовая реализация сегодня осуществляется без формирования необходимой доходности национального оператора. Во-вторых, существующий механизм государственного регулирования розничных цен на газ в рамках Закона Республики Казахстан "О естественных монополиях и регулируемых рынках" не позволяет оперативно изменять уровень цен на газ при соответствующих изменениях рыночной конъюнктуры, что приводит к ситуации убыточных продаж газа.

Кроме того, существенным недостатком системы государственного регулирования ценообразования на газ в Республике Казахстан является отсутствие учета сезонных колебаний спроса и предложения газа, который позволил бы обеспечить стабильность поставок газа в зимний отопительный период, а также несколько сгладить неравномерность потребления газа. Все обозначенные обстоятельства обуславливают необходимость незамедлительного совершенствования системы ценообразования на газ в Республике Казахстан, а также проработки дополнительных вариантов финансового обеспечения деятельности национального оператора.

Еще одним нововведением Закона о газе стал институт партнерства в сфере газа и газоснабжения (далее – ГЧП), который был призван решить проблему эффективного использования попутного газа, принадлежащего государству либо передаваемого недропользователем в собственность государства с целью исключения проблем, связанных с утилизацией такого газа.

Однако на сегодняшний день данный механизм на практике фактически не применяется, поскольку по действующим месторождениям потенциал его применения ограничен случаями выявления скрытого сжигания газа, для которых законодательством Республики Казахстан не предусмотрено возможности неприменения соответствующих штрафных санкций при заключении ГЧП-соглашения. В этой связи, государству необходимо в ближайшее время найти пути выхода из сложившейся ситуации и обеспечить эффективное функционирование механизма ГЧП в сфере газа и газоснабжения.

В части сжиженного нефтяного газа Законом о газе предусмотрен механизм прямого распределения уполномоченным органом объемов сжиженного

нефтяного газа от производителей газосетевым организациям по "социальной" цене. Сохранение в среднесрочном периоде "низких" оптовых цен на сжиженный нефтяной газ является целесообразным и обусловлено, по аналогии с рынком товарного газа, низкой привлекательностью инвестиций в модернизацию и развитие инфраструктуры, вызванной малой емкостью рынка.

В то же время, действующий механизм поставки "социального" газа на внутренний рынок обладает рядом существенных недостатков. Во-первых, такой газ распределяется всем аккредитованным газосетевым организациям вне зависимости от реализации ими проектов по модернизации и развитию инфраструктуры. В результате многие газосетевые организации не вкладывают дополнительно получаемые доходы в инфраструктуру.

Во-вторых, для газосетевых организаций разрешен экспорт сжиженного нефтяного газа, за исключением "социального", однако на практике у уполномоченного органа отсутствуют эффективные механизмы, позволяющие предотвратить незаконный вывоз льготного сжиженного нефтяного газа. В-третьих, механизм распределения сжиженного нефтяного газа в рамках плана поставки на основании заявок газосетевых организаций характеризуется достаточно низкой транспарентностью и не позволяет оценивать реальную потребность соответствующего региона в сжиженном нефтяном газе.

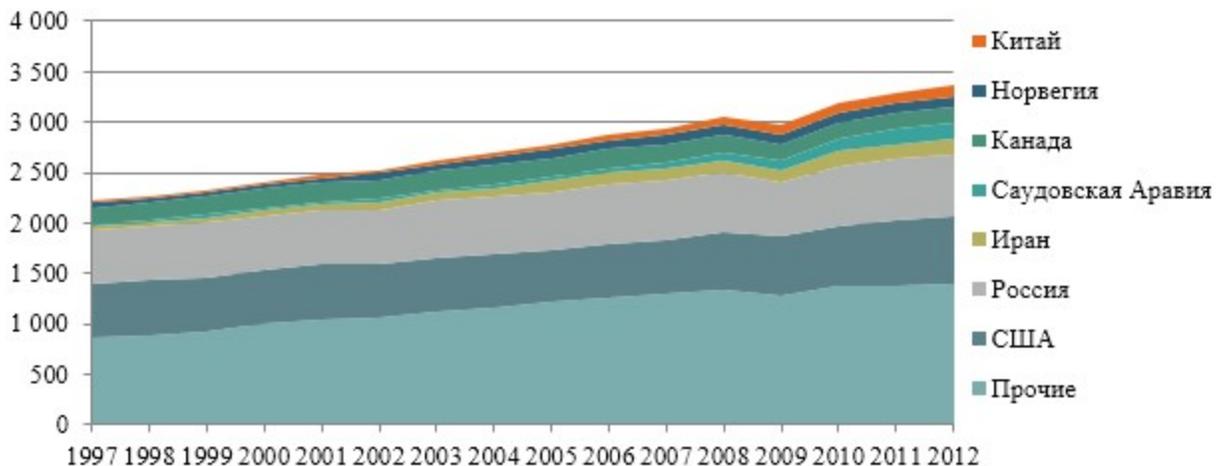
Следует отметить, что данный механизм представляется целесообразным в качестве временной меры для дефицитных рынков, в то время как казахстанский рынок сжиженного нефтяного газа является профицитным. В этой связи, в республике существует необходимость совершенствования системы его поставки на внутренний рынок.

2. Обзор позитивного опыта мировой практики

Обзор глобальных трендов. В настоящее время около 85 % объема потребляемых в мире энергоресурсов приходится на ископаемые виды топлива, при этом на газ приходится порядка 24 %, что соответствует около 3,35 трлн. м³ в год. В перспективе, согласно большинству имеющихся прогнозов, роль газа в мировом энергобалансе будет только усиливаться, что связано как с высокой экологичностью так и сравнительно большими запасами данного энергоносителя

Основными мировыми производителями товарного газа являются Соединенные Штаты Америки (далее – США) и Россия, на которых в сумме приходится порядка 1,3 трлн. м³ в год или более 38 % от мирового объема производства товарного газа.

Рисунок 16. Мировые объемы производства товарного газа, млрд. м³



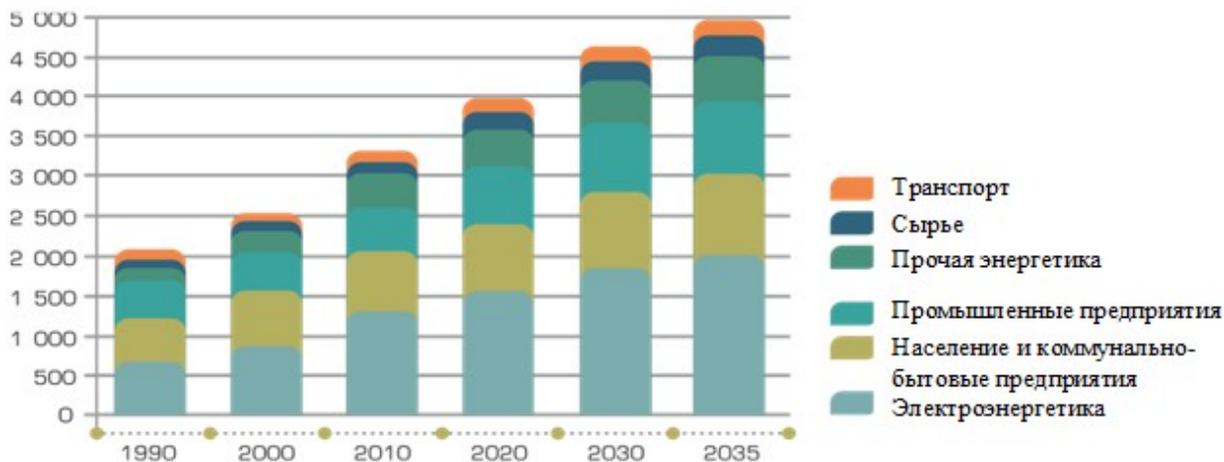
Источник: Международное энергетическое агентство

При этом в США наблюдается масштабное замещение выбывающих мощностей по производству традиционного газа активно разрабатываемыми месторождениями сланцевого газа. Особенностью таких месторождений является весьма низкая точность прогнозирования имеющихся ресурсов газа, а также значительное падение дебита скважин (до 80 %) в первые годы их эксплуатации, что обуславливает необходимость постоянного обновления фонда скважин и высокие риски нестабильности объемов добычи.

Основным фактором, негативно отражающимся на долгосрочных мировых перспективах добычи газа и характерным для большинства ископаемых видов топлива, является снижение энергетической рентабельности добычи. С каждым годом высокорентабельных запасов газа становится все меньше, и на добычу каждой тонны условного топлива требуется расходовать все больший объем энергии. С этой точки зрения, задействование ресурсов сланцевого газа, характеризующихся весьма низкими показателями энергетической рентабельности, представляется еще одним шагом на пути к глобальному энергетическому дефициту.

С другой стороны, несмотря на наблюдаемое замедление темпов роста численности населения Земли, сохраняются тенденции значительного увеличения мирового спроса на энергоносители, в том числе на газ.

Рисунок 17. Прогноз мирового спроса на товарный газ по секторам экономики, млрд. м³



Источник: Международное энергетическое агентство

Согласно имеющимся прогнозам, наибольшая динамика роста спроса на газ ожидается в секторе производства электроэнергии, а основными двигателями роста мирового потребления газа называются страны Юго-Восточной Азии (в первую очередь Китай) и Ближнего Востока. В то же время, сохранение кризисных явлений в мировой экономике, а также постепенное снижение количества легкодоступных ресурсов газа в перспективе могут привести к необходимости пересмотра таких прогнозов в негативную сторону.

Обзор внешних рынков сбыта казахстанского газа. Как уже было отмечено, в настоящее время единственными внешними рынками сбыта казахстанского товарного газа являются Россия и Кыргызстан. При этом если Кыргызская Республика импортирует казахстанский газ в незначительных объемах для внутреннего потребления, то Россия приобретает его для целей последующей перепродажи. Данная схема поставок сложилась исторически в рамках советской газотранспортной инфраструктуры и связана с существованием в Российской Федерации единого экспортного канала ОАО "Газпром".

Между тем в настоящее время в рамках развития Евразийского экономического союза прорабатываются вопросы создания единых энергетических рынков, что в перспективе может открыть для Казахстана возможность выхода на европейские газовые рынки. Кроме того, после завершения строительства МГ "Бейнеу – Бозой – Шымкент" у республики появится возможность поставок газа из западных регионов Республики Казахстан в Китай по МГ "Казахстан – Китай".

В этой связи, а также учитывая крайне низкую вероятность развития газотранспортной инфраструктуры по иным направлениям, актуальным для Казахстана является анализ перспектив дальнейшего развития рынков Европы⁶, России и Китая.

⁶Европейские страны, входящие в ОЭСР.

Потребление товарного газа в Европе в последние два десятилетия докризисного периода росло в среднем на 2,4 % в год, что вызывало оптимистичные ожидания дальнейшего долгосрочного роста. Между тем, с началом мирового финансового кризиса в 2009 году спрос сократился на 5,6 %, отыграв при этом 7,4 % роста уже в 2010 году. На этот год пришелся пик европейского потребления газа, совокупный объем которого составил 560,4 млрд . м³.

В дальнейшем европейские газовые рынки ожидало падение: уже по итогам 2013 года объем потребления оказался на уровне 503,2 млрд. м³. При этом данный тренд, по всей вероятности, имеет долгосрочный характер, и связан с медленным восстановлением экономики после кризиса, низким спросом на электроэнергию, ростом энергоэффективности, а также увеличением доли возобновляемых источников энергии и угольных генераций.

Между тем, добыча газа в Европе достигла своего пика в 310 млрд. м³ в год еще в 2004 году, после чего наблюдалось стабильное снижение, составившее к 2011 году уже 30 %, в первую очередь, за счет падения добычи в Великобритании. По прогнозам Международного энергетического агентства в перспективе до 2020 года ожидается дальнейшее падение добычи газа в Европе еще на 40 млрд. м³, которое, однако может быть частично компенсировано за счет разработки новых морских месторождений.

Основным импортером газа в Европу является Россия, доля которой на европейском газовом рынке составляет порядка 30 % (161,5 млрд. м³). Однако в целях достижения безопасности энергопоставок страны Европы проводят политику по диверсификации импорта газа, в том числе посредством наращивания поставок сжиженного природного газа из стран Ближнего Востока, Северной Африки и в перспективе Северной Америки. Следует отметить, что в среднесрочной перспективе значительное замещение российских поставок в Европу не представляется возможным, однако вполне вероятно частичное их сокращение на фоне падения европейского спроса на газ и стремления к диверсификации импорта.

При этом в самой России, несмотря на наметившиеся тенденции падения добычи газа, в ближайшей перспективе она может быть увеличена до уровня, превышающего спрос на внутреннем и внешних рынках. По имеющимся оценкам, уже к 2017 году Россия сможет увеличить совокупный уровень добычи более чем на 26 %, что соответствует порядка 850 млрд. м³ в год. При этом объемы внутреннего потребления к обозначенному периоду, скорее всего, не

превысят 460 млрд. м³. Таким образом, в России могут возникнуть значительные нераспределенные ресурсы газа, что способно привести к дальнейшему сокращению его импорта из среднеазиатских стран.

В свою очередь, Китай сегодня заявляется большинством экспертов основным мировым "локомотивом" роста спроса на товарный газ в обозримой перспективе. Потребление газа в Китае в 2013 году составило около 170 млрд. м³. При этом власти Китая ожидают, что к 2020 году потребление газа вырастет как минимум до 420 млрд. м³ в год.

Собственная добыча газа Китая по итогам 2013 года составила 120,9 млрд. м³, и тенденции ее роста в перспективе сохранятся, в первую очередь, за счет разработки месторождений в северо-восточных районах страны. Кроме того, Китай поставил цель добывать к 2020 году не менее 30 млрд. м³ сланцевого газа в год.

Дополнительно в стране будут задействованы следующие источники импорта: трубопроводный газ из Туркменистана (до 80 млрд. м³), Мьянмы (до 12 млрд. м³), России (до 68 млрд. м³), а также поставки сжиженного природного газа с Ближнего Востока, Австралии, Индонезии и других стран (в совокупности до 120 млрд. м³). В результате ожидается, что совокупное предложение газа в Китае достигнет порядка 470 млрд. м³ и будет покрывать весь перспективный спрос на газ.

В этих условиях Казахстану необходимо в первую очередь развивать внутреннее потребление товарного газа и делать собственный рынок привлекательным для поставок газа казахстанскими производителями. В свою очередь, избыточные объемы товарного газа ввиду их незначительности в сопоставлении с емкостью имеющихся рынков сбыта, могут быть экспортированы по наиболее выгодному на соответствующий период направлению.

Обзор моделей регулирования отрасли. Регулирование газовой отрасли в зарубежных странах значительно различается в зависимости от уровня ее развития в каждом конкретном государстве, который определяется следующими факторами:

- 1) уровень развития газотранспортной инфраструктуры;
- 2) емкость рынка, удаленность от источников газа, концентрация потребления, наличие платежеспособного спроса;
- 3) конкуренция с иными энергоносителями (уголь, мазут);
- 4) политические и иные факторы.

При этом для стран с развивающимся газовым рынком (Индонезия, Малайзия, Мексика, страны СНГ и другие) характерны следующие особенности:

1) имеется государственная вертикально-интегрированная компания, которая оказывает существенное влияние на всю отрасль и занимает значительную долю рынка;

2) государственная компания широко представлена в сегменте добычи газа и (или) осуществляет приобретение газа у независимых производителей;

3) транспортировка и распределение газа зачастую находятся в монополии у государственной компании, наблюдаются различного рода ограничения доступа к услугам по транспортировке для третьих лиц;

4) в рамках одной компании либо группы компаний допускается совмещение услуг по транспортировке газа с деятельностью по его реализации;

5) имеет место высокая степень регулирования тарифообразования и ценообразования.

В свою очередь, для стран с развитым газовым рынком (Германия, Великобритания, Япония и другие) характерны следующие признаки:

1) в сегментах добычи и маркетинга газа развита конкуренция между различными производителями;

2) монополия на транспортировку газа зачастую сохраняется, однако государство стремится установить недискриминационный доступ к газотранспортной системе;

3) зачастую имеется запрет на совмещение деятельности по транспортировке газа с оптовой и розничной реализацией;

4) система тарифообразования требует раскрытия информации и отсутствия дискриминации.

Необходимо отметить, что практически во всех странах с развитыми газовыми рынками первоначальное развитие отрасли осуществлялось при поддержке государства монопольными компаниями, включающими в себя добычу, транспортировку и сбыт газа. Впоследствии, по мере развития газовой отрасли и увеличения рынка сбыта, происходила ее постепенная либерализация и сокращение влияния государственной вертикально-интегрированной компании.

Таким образом, механизм государственной вертикально-интегрированной компании (национального оператора) представляется наиболее эффективным на начальных этапах развития газовой отрасли, что связано со значительными капитальными вложениями в инфраструктуру, длительными сроками окупаемости инвестиционных проектов и неразвитостью рынка газа. Данный подход нашел свое закономерное отражение в рамках принятого в Казахстане Закона Республики Казахстан "О газе и газоснабжении".

Мировой рынок газомоторного топлива. Основными видами газомоторного топлива в мире являются сжиженный нефтяной и компримированный природный газ. При этом в 2010 году природный газ стал лидером рынка газомоторного топлива: спрос на компримированный природный газ составил 34,3 млн. тонн условного топлива, а на сжиженный нефтяной газ – 33,2 млн. тонн условного топлива. Вместе с тем, в последние годы набирает популярность использование в качестве топлива сжиженного природного газа на морском, железнодорожном и большегрузном автомобильном транспорте.

Потребление товарного газа в качестве моторного топлива в мире за последнее десятилетие возросло более чем в 7 раз – с 5,4 млрд. м³ в 2003 году до 37 млрд. м³ в 2012 году. При этом парк газовых автомобилей вырос в 12 раз: в 2000 году в мире было миллион 400 тыс. автомобилей, а в 2012 году – уже 17,2 млн. единиц.

На сегодняшний день многие мировые автопроизводители осуществляют серийный выпуск автомобилей, использующих данный вид топлива (Audi, BMW, Ford, Honda, Kia, Mercedes-Benz, Toyota, Volkswagen и другие). Согласно прогнозу Международного газового союза, мировой парк газобаллонного автотранспорта составит к 2020 году 50 млн. единиц, а к 2030 году – более 100 млн. единиц.

Такая успешная динамика вызвана рядом факторов, среди которых можно отметить высокую экологичность газа, его конкурентоспособность по сравнению с традиционными горюче-смазочными материалами и высокую безопасность. В этой связи в большинстве стран с рынком газомоторного топлива (80 стран) действует эффективная система стимулирования применения газа на транспорте.

К примеру, в Евросоюзе в 1,5 – 2 раза снижены налоги на газомоторный транспорт, в Риме транспорт на альтернативном топливе освобожден от уплаты налогов на 3 года. Во Франции действует запрет на использование нефтяного топлива на муниципальных автобусах и мусоросборных автомобилях, в Италии запрещено строительство автозаправочных станций без модуля для заправки компримированным газом, а в США установлено обязательное приобретение бюджетными организациями газобаллонных автомобилей при обновлении подвижного состава.

3. Цели и задачи Концепции

Целями настоящей Концепции являются:

1. Обеспечение энергетической и экологической безопасности Республики Казахстан;

2. Создание условий для бесперебойного и экономически эффективного обеспечения газом максимально широкого круга потребителей на территории

Республики Казахстан и увеличения доли газа в топливно-энергетическом балансе республики;

3. Создание условий для повышения эффективности использования газа и производства продукции газохимической промышленности с высокой добавленной стоимостью.

Для достижения целей Концепции предусматривается решение следующих основных задач:

1. Расширенное воспроизводство ресурсной базы посредством интенсификации и повышения эффективности геологоразведочных работ;

2. Модернизация и расширение газоперерабатывающих мощностей, комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов попутного и природного газа;

3. Увеличение производства товарного газа и продукции газохимии для поставок на внутренний рынок и экспорт;

4. Развитие газотранспортной инфраструктуры для повышения эффективности, диверсификации структуры и направлений поставок, в том числе с применением новых технологий транспортировки;

5. Стимулирование внутреннего спроса на газ, в том числе по новым категориям потребителей;

6. Ресурсосбережение, сокращение удельного потребления газа и потерь во всех секторах промышленности;

7. Повышение инвестиционной привлекательности проектов в газовой отрасли.

4. Период реализации и ожидаемые результаты

Реализация Концепции планируется в 3 этапа.

За первый этап (2015 – 2016 годы) будут завершены подготовительные мероприятия, включающие совершенствование нормативно-правовой базы газовой отрасли, разработку и принятие комплексных планов, посредством которых предполагается реализация Концепции, а также реализацию ряда пилотных проектов, по результатам которых будет определена эффективность сценариев газификации регионов Казахстана.

В рамках второго (2017 – 2020 годы) и третьего (2021 – 2030 годы) этапов будет реализован весь комплекс мероприятий, предусмотренных настоящей Концепцией и программными документами, которые будут приняты в ее реализацию. По результатам данных этапов будут достигнуты следующие целевые показатели:

1. Ресурсная база:

1) обеспечение восполнения минерально-сырьевой базы (прирост запасов газа на уровне не менее 600 млрд. м³ в период 2015 – 2030 годов);

2) реализация пилотного проекта по добыче метана в Карагандинском угольном бассейне.

2. Добыча и использование газа:

1) достижение уровня добычи газа не менее 59,8 млрд. м³ к 2030 году;

2) достижение объема свободного к распределению товарного газа на уровне не менее 21 млрд. м³ к 2030 году;

3) достижение объема производства сжиженного природного газа на уровне не менее 370 тыс. тонн к 2030 году;

4) производство из газа метанола, синтетического газойля, керосина, нефти, парафинов и масел.

3. Транспортировка газа:

Достижение (при наличии благоприятных внешних факторов) к 2030 году объема транспортировки товарного газа по магистральным газопроводам на уровне не менее 140 млрд. м³ в год, в том числе транзита – не менее 120 млрд. м³ в год;

По магистральным газопроводам АО "Интергаз Центральная Азия":

1) снижение на 5 % доли потребления газа на СНиП к 2020 году от уровня 2013 года;

2) снижение удельного потребления электроэнергии не менее 10 % к 2020 году от уровня 2013 года;

По распределительным сетям:

1) снижение на 10 % доли потребления газа на СНиП к 2020 году от уровня 2013 года;

2) снижение удельного потребления электроэнергии не менее 10 % к 2020 году от уровня 2013 года;

3) снижение величины коммерческих потерь газа не менее 50 %.

4. Газификация и потребление газа:

1) достижение к 2030 году уровня газификации Республики Казахстан не менее 56 % (с текущего уровня 32 %);

2) достижение к 2030 году объема внутреннего потребления товарного газа на уровне 18,1 млрд. м³ в год, в том числе:

топливно-энергетическим комплексом – 7,24 млрд. м³ в год;

промышленными предприятиями – 5,23 млрд. м³ в год;

населением и коммунально-бытовыми предприятиями – 5,11 млрд. м³ в год;

3) автомобильным, железнодорожным и морским транспортом – 0,5 млрд. м³ в год.

5. Газовая генерация:

1) ввод новой газовой генерации (ГТЭС и ПГУ) в объеме не менее 1700 МВт к 2030 году;

2) расширение газовых генераций на 980 МВт к 2030 году;

3) техническое перевооружение газовых генераций на 947 МВт к 2030 году.

6. Газохимия:

1) обеспечение к 2030 году потребления газохимическими предприятиями товарного газа – не менее 2,4 млрд. м³ в год, пропана – не менее 650 тыс. тонн в год, бутанов – не менее 440 тыс. тонн в год;

2) достижение к 2030 году объемов производства полипропилена 500 тыс. тонн в год и полиэтилена 800 тыс. тонн в год, а также выпуска иной газохимической продукции.

7. Рынок газомоторного топлива:

1) достижение к 2030 году уровня использования газа в качестве моторного топлива на общественном автотранспорте и транспорте дорожно-коммунальных служб:

в городах Алматы и Астане – не менее 50 %;

в областных центрах – не менее 30 %.

2. Основные принципы и общие подходы развития газового сектора

1. Основные принципы

Настоящая Концепция базируется на следующих принципах, вытекающих из долгосрочной государственной политики развития страны:

1) верховенство права, способствующее стабильному развитию государства;

2) координирующая роль государства, заключающаяся в активном создании условий для устойчивого развития страны;

3) последовательность государственной политики, обеспечивающая предсказуемость долгосрочного развития экономики страны и благоприятность инвестиционного климата;

4) соответствие мировым трендам, обеспечивающее конкурентоспособность страны на мировых рынках.

2. Общие подходы и мероприятия

Достижение задач настоящей Концепции будет основано на реализации следующего комплекса мероприятий:

1. Достижение задачи по расширенному воспроизводству ресурсной базы предполагается посредством реализации комплекса мероприятий по направлению "развитие минерально-сырьевой базы".

Развитие минерально-сырьевой базы

Во время первого этапа (2015 – 2016 годы) будет сформирована регуляторная и нормативно-правовая база для дальнейшего устойчивого развития сектора. В частности, будут решены вопросы:

- 1) повышения инвестиционной привлекательности геологоразведки;
- 2) государственной поддержки проектов разведки и добычи метана угольных пластов (принятие соответствующего комплексного плана);
- 3) совершенствования института партнерства в сфере газа и газоснабжения.

Кроме того, в рамках данного этапа планируется проработать вопрос увеличения объемов и повышения эффективности финансирования геологоразведочных работ. Среди мероприятий организационного характера следует выделить необходимость консолидации газовых активов группы компаний АО "НК "КазМунайГаз" на базе национального оператора в сфере газа и газоснабжения.

Кроме того, в рамках данного этапа национальным оператором будет начата реализация пилотного проекта по разведке и добыче угольного метана в Карагандинском бассейне.

В рамках второго этапа (2017 – 2020 годы) планируется активизация деятельности национального оператора в сфере поиска и разведки газовых месторождений, а также ресурсов метана угольных пластов.

В рамках третьего этапа (2021 – 2030 годы) по результатам проведенных геологоразведочных работ на газ будет решен вопрос создания в Казахстане стратегических резервов новых газовых месторождений.

2. Достижение нижеперечисленных задач:

1) модернизация и расширение газоперерабатывающих мощностей, комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов попутного и природного газа;

2) увеличение производства товарного газа и продукции газохимии для поставок на внутренний рынок и экспорт;

3) стимулирование внутреннего спроса на газ, в том числе по новым категориям потребителей, предполагается посредством реализации комплекса мероприятий по направлениям "развитие сектора добычи и переработки", "развитие газовой генерации и газохимической промышленности" и "развитие рынка газомоторного топлива".

Развитие сектора добычи и переработки

В рассматриваемый период в качестве целевого определен "прагматичный" сценарий развития добычи и переработки газа. Оптимальный характер "прагматичного" сценария обусловлен динамичным ростом параметров добычи газа, основанным на балансе соответствующих процессов нефтедобычи в стране, без ускоренного истощения ресурсной базы Казахстана. В период с 2020 по 2030 годы добыча газа будет стабилизирована на уровне порядка 60 млрд. м³ в год, а после 2030 года ожидается вхождение Казахстана в мировой топ-20 с уровнем добычи газа свыше 80 млрд. м³.

В части использования добытого газа выбранный "прагматичный" сценарий предусматривает в период до 2030 года значительное его задействование в процессе повышения нефтеотдачи пластов посредством обратной закачки на тех месторождениях, где эффективность применения такого метода доказана. В свою очередь, после 2030 года, по мере снижения объемов добычи жидких углеводородов на крупных казахстанских месторождениях, доля газа, направляемого на переработку для целей последующей реализации, будет возрастать.

Таким образом, в период 2020 – 2030 годов ресурсы казахстанского товарного газа будут ограничены на уровне порядка 21 – 25 млрд. м³ в год, однако после указанного периода ожидается значительный прирост объемов производства товарного газа до 30 – 40 млрд. м³ в год.

Комплекс мероприятий по направлению "Развитие сектора добычи и переработки" предусматривает на первом этапе (2015 – 2016 годы):

- 1) создание единой автоматизированной системы учета добычи и использования углеводородного сырья;
- 2) проведение оценки обоснованности и целесообразности существующих и планируемых проектов обратной закачки газа;
- 3) завершение практики продления программ утилизации газа;
- 4) включение объемов сырого и товарного газа, потребляемого недропользователями, газоперерабатывающими, газотранспортными и газораспределительными организациями, в единый республиканский газовый баланс;
- 5) повышение инвестиционной привлекательности переработки попутного газа;
- 6) определение перечня месторождений, на которых целесообразно строительство заводов по производству сжиженного природного газа, синтетических нефтепродуктов, метанола либо их подключение к центрам сбора газа национального оператора;

7) реализацию пилотного проекта по добыче метана угольных пластов в Карагандинском бассейне.

Предметом второго этапа (2017 – 2020 годы) станет реализация на выбранных месторождениях пилотных проектов строительства заводов по производству сжиженного природного газа, синтетических нефтепродуктов, метанола либо их подключение к центрам сбора газа национального оператора, а также решение по результатам пилотного проекта вопроса по масштабной промышленной разработке запасов метана угольных пластов в Карагандинском бассейне.

Кроме того, в рамках второго этапа будут реализовываться проекты по строительству заводов по производству сжиженного природного газа малой и средней мощности на газораспределительных станциях и АГНКС, а также проекты по транспортировке и регазификации сжиженного природного газа на АГНКС, удаленных от магистральных газопроводов.

В рамках третьего этапа (2021 – 2030 годы) будут проработаны вопросы задействования новых газовых и газоконденсатных месторождений, а также проведены подготовительные мероприятия по увеличению переработки газа Карачаганакского и Тенгизского месторождений в рамках "прагматичного" сценария.

Развитие газовой генерации и газохимической промышленности

На первом этапе (2015 – 2016 годы) в рамках данного направления планируется разработка совместного топливно-энергетического баланса стран Евразийского экономического союза, оценка возможности и разработка мер по стимулированию подключения ГТЭС недропользователей к национальной электрической сети и их участия в покрытии пиковых нагрузок сети. Вместе с тем, в рамках данного этапа планируется проработка мер по стимулированию использования сбросного тепла на действующих ГТЭС (паровой цикл).

На втором этапе (2017 – 2020 годы) планируется выстроить следующую систему работы газовых генераций:

1) сохранение базового режима работы газовых теплоэлектроцентралей и ГТЭС месторождений, потребляющих попутный газ и неспособных в полной мере осуществлять балансировку сети;

2) вовлечение в баланс мощности части газовых электростанций собственных нужд, имеющих значительный резерв мощности.

В целом в рамках второго и третьего этапов планируется ввод новой газовой генерации (ГТЭС и ПГУ) в объеме не менее 1 700 МВт (преимущественно на месторождениях), в том числе:

1) полный перевод угольных теплоэлектроцентралей города Алматы на газ;

2) строительство пиковых газопоршневых электростанций для регулирования подключаемой мощности возобновляемых источников энергии и колебаний нагрузки.

Кроме того, в указанный период ожидается расширение газовых генераций на 980 МВт, и техническое перевооружение – в объеме 947 МВт. Наиболее значимыми задачами являются увеличение загрузки Жамбылской ГРЭС и техническое перевооружение мощностей ТОО "МАЭК-Казатомпром" (ввод в эксплуатацию ПГУ).

Дополнительно в период до 2030 года ожидается газификация части котельных населенных пунктов и тепловых электрических станций (замещение мазута) посредством технологии сжижения природного газа, развитие генерации на угольном метане и внедрение мини-ГТЭС в комплексе с биогазовыми установками.

По завершении третьего этапа предстоит выбрать сценарий дальнейшего развития энергетики посредством перехода на атомно-газовую энергетику либо возобновляемую и газовую энергетику.

В части газохимии в рамках второго этапа планируется ввод в эксплуатацию интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области, а также завершение проекта строительства специальной экономической зоны "Химический парк "Тараз". Кроме того, в результате реализации проектов по производству метанола на удаленных месторождениях будет заложена основа для производства различных продуктов газохимии – олефинов, малотоннажной химии (вкусовые добавки, консерванты, антиоксиданты, красители, кинофотоматериалы и другие), ингибиторов коррозии, бактерицидов и другой продукции с высокой добавленной стоимостью.

Развитие рынка газомоторного топлива

Во время первого этапа (2015 – 2016 годы) будет подготовлен и принят комплексный план развития рынка газомоторного топлива, в рамках которого, помимо прочего, будут проработаны меры стимулирования перехода на использование газа в качестве моторного топлива на автомобильном, железнодорожном и морском транспорте.

В рамках второго и третьего этапов планируются проведение масштабных работ по строительству в регионах Казахстана сети автозаправочных станций (модулей), предназначенных для заправки транспортных средств газомоторным топливом, а также реализация мер по стимулированию перевода:

- 1) легкового транспорта на газомоторное топливо;
- 2) общественного автотранспорта, транспорта дорожно-коммунальных служб, сельскохозяйственной и карьерной техники на сжиженный и компримированный природный газ;

- 3) парка маневровых локомотивов на сжиженный природный газ;
- 4) Каспийского флота Республики Казахстан на сжиженный природный газ.

В результате при условии внедрения мер государственной поддержки, ожидается доведение к 2020 году уровня использования газомоторного топлива на общественном автотранспорте и транспорте дорожно-коммунальных служб:

- 1) в городах Алматы и Астане – не менее 30 %;
- 2) в областных центрах – не менее 10 %.

Продолжение мероприятий второго этапа позволит к 2030 году довести уровень использования газомоторного топлива на общественном автотранспорте и транспорте дорожно-коммунальных служб:

- 1) в городах Алматы и Астане – не менее 50 %;
- 2) в областных центрах – не менее 30 %.

3. Достижение задачи по развитию газотранспортной инфраструктуры для повышения эффективности, диверсификации структуры и направлений поставок, в том числе с применением новых технологий транспортировки, предполагается посредством реализации комплекса мероприятий по направлению "Развитие газотранспортной инфраструктуры и газификация регионов".

Развитие газотранспортной инфраструктуры и газификация регионов

Во время подготовительного этапа (2015 – 2016 годы) по данному направлению ожидается начало реализации Генеральной схемы газификации Республики Казахстан, эффективность которой напрямую зависит от решения следующих вопросов:

1) совершенствования механизма бюджетного финансирования проектов газификации посредством консолидации ресурсов на базе национального оператора;

2) совершенствования системы ценообразования на товарный газ;

3) закрепления обязанности по предварительному согласованию всех проектов газификации на территории Республики Казахстан с уполномоченным органом в сфере газа и газоснабжения;

4) внедрения единой методики учета объемов потребления газа.

В рамках второго этапа (2017 – 2020 годы) рассматривается возможность газификации отдельных категорий потребителей (якорных потребителей) регионов страны, в первую очередь Акмолинской и Карагандинской областей, посредством технологии сжижения природного газа.

Кроме того, в рамках второго этапа планируется доведение уровня газификации Актыубинской области до 96 %, Атырауской – до 98 %, Западно-Казахстанской – до 98 %, Мангистауской – до 99%, города Алматы – до 98 %, а также завершение газификации Зайсанского района Восточно-Казахстанской области.

В рамках третьего этапа (2021 – 2030 годы) по результатам реализации пилотного проекта добычи метана в Карагандинском бассейне будет определена целесообразность и осуществлен выбор варианта газификации северных и восточных регионов Республики Казахстан сетевым газом посредством строительства магистрального газопровода из Костанайской области либо газификация за счет ресурсов метана угольных пластов Карагандинского бассейна. Альтернативным вариантом газификации северных и восточных регионов может стать прохождение газопровода из России в Китай через территорию Республики Казахстан.

Также в рамках третьего этапа планируется доведение уровня газификации Алматинской области до 47 %, Жамбылской – до 74 %, Костанайской – до 61 %, Кызылординской – до 85 %, Южно-Казахстанской – до 67 %.

4. Достижение задачи по ресурсосбережению, сокращению потерь во всех секторах газовой промышленности предполагается посредством реализации комплекса мероприятий по направлению "Энергосбережение и повышение энергоэффективности".

Энергосбережение и повышение энергоэффективности

Во время подготовительного этапа (2015 – 2016 годы) по данному направлению необходимо завершить проведение энергетических аудитов крупных потребителей газа (промышленность, газотранспортные системы, ТЭК, транспорт).

Важным моментом в сфере повышения энергоэффективности газотранспортной системы является последовательная реализация мероприятий, определенных по результатам энергетических аудитов, а также разработка плана внедрения утилизационных энергетических турбодетандерных установок на крупных газораспределительных станциях страны.

Кроме того, в рамках данного этапа следует разработать комплекс мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности, в том числе по следующим направлениям:

1) установка новых и модернизация существующих систем измерения расхода газа на объектах ГТС;

2) оснащение газопроводов приборами коммерческого учета газа с системой автоматической температурной компенсации⁷;

⁷Температурная компенсация - коррекция измеряемого объема газа с приведением его к стандартным условиям по температуре +20⁰С.

3) использование газотранспортными и газораспределительными организациями вторичных энергетических ресурсов и/или выдача избыточной мощности (электрической/тепловой) сторонним потребителям;

4) оптимизация системы проведения планово-предупредительных ремонтов с учетом технического состояния оборудования и фактической загрузки магистральных газопроводов;

5) утверждение долгосрочных инвестиционных программ по снижению доли расхода газа на СНиП в распределительных и магистральных газопроводах, с включением расходов в соответствующие тарифы.

По результатам подготовительного этапа в рамках второго и третьего этапов будет реализован комплекс мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности предприятий, осуществляющих добычу, переработку, транспортировку, хранение, распределение и потребление газа, включающий, помимо прочего, пересмотр норм потребления топливно-энергетических ресурсов по отрасли.

5. Достижение задачи по повышению инвестиционной привлекательности проектов в газовой отрасли предполагается посредством реализации комплекса мероприятий по направлению "Совершенствование модели регулирования и системы ценообразования".

Совершенствование модели регулирования и системы ценообразования

На первом этапе (2015 – 2016 годы) в рамках данного направления планируется:

1) совершенствование механизма партнерства в сфере газа и газоснабжения;
2) разработка долгосрочной политики в сфере ценообразования на товарный газ (в том числе на компримированный природный газ), предусматривающей:
обеспечение баланса интересов всех субъектов газового сектора;

возможность извлечения национальным оператором доходов, необходимых для финансирования мероприятий по модернизации и развитию газотранспортных сетей в рамках Генеральной схемы газификации Республики Казахстан;

дифференциацию конечных цен по категориям потребителей, объемам и времени поставок товарного газа;

3) введение механизма биржевой торговли для поставок сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан с поэтапным переходом от регистрации сделок на бирже и льготных оптовых цен к режиму двойного встречного анонимного аукциона и рыночному ценообразованию. При этом в течение переходного периода доступ к "социальному" газу будет сохранен только для газосетевых организаций, принявших и реализующих программы модернизации и развития газовой инфраструктуры.

В рамках второго и третьего этапов будет реализован комплекс мероприятий, разработанных в рамках подготовительного этапа.

3. Перечень нормативных правовых актов, посредством которых будет реализована Концепция

В период реализации настоящей Концепции:

1. Достижение задачи по расширенному воспроизводству ресурсной базы предполагается посредством:

- 1) Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года "О недрах и недропользовании";
- 2) Стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан;
- 3) принятия Комплексного плана развития добычи газа из угольных пластов в Республике Казахстан.

2. Достижение нижеперечисленных задач:

- 1) модернизация и расширение газоперерабатывающих мощностей, комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов попутного и природного газа;
- 2) увеличение производства товарного газа и продукции газохимии для поставок на внутренний рынок и экспорт;
- 3) развитие газотранспортной инфраструктуры для повышения эффективности, диверсификации структуры и направлений поставок, в том числе с применением новых технологий транспортировки;
- 4) повышение инвестиционной привлекательности проектов в газовой отрасли;
- 5) стимулирование внутреннего спроса на газ, в том числе по новым категориям потребителей

предполагается посредством:

- 1) Закона Республики Казахстан от 9 июля 1998 года "О естественных монополиях и регулируемых рынках";
- 2) Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года "О газе и газоснабжении";
- 3) Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года "О государственной поддержке индустриально-инновационной деятельности";
- 4) Стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан;
- 5) принятия Комплексного плана развития рынка газомоторного топлива Республики Казахстан до 2020 года.

3. Достижение задачи по ресурсосбережению, сокращению потерь во всех секторах газовой промышленности предполагается посредством:

- 1) Закона Республики Казахстан от 13 января 2012 года "Об энергосбережении и повышении энергоэффективности";
 - 2) Закона Республики Казахстан от 9 июля 1998 года "О естественных монополиях и регулируемых рынках";
 - 3) Программы "Энергосбережение – 2020", утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 августа 2013 года № 904;
 - 4) Стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан.
- Примечание: расшифровка аббревиатур:
АО – акционерное общество;
ОАО – открытое акционерное общество;
ТОО – товарищество с ограниченной ответственностью.