



Об утверждении Программы развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2004-2010 годы

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 18 июня 2004 года N 669 . Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 14 апреля 2010 года N 302

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 14.04.2010 № 302.

В целях обеспечения эффективной реализации основных направлений и положений Концепции развития газовой отрасли Республики Казахстан до 2015 года, одобренной постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 января 2002 года N 25, Правительство Республики Казахстан постановляет:

1. Утвердить прилагаемую Программу развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2004-2010 годы (далее - Программа).

2. Центральным и местным исполнительным органам Республики Казахстан и заинтересованным организациям обеспечить выполнение мероприятий, предусмотренных Программой.

3. Министерству энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан ежегодно по итогам полугодия и года представлять в Правительство Республики Казахстан информацию о ходе реализации Программы.

4. Контроль по обеспечению выполнения Программы возложить на Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан Школьника В.С.

5. Настоящее постановление вступает в силу со дня подписания.

П р е м ь е р - М и н и с т р

Республики Казахстан

У т в е р ж д е н а

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и

К а з а х с т а н

от 18 июня 2004 года N 669

**Программа развития газовой отрасли
Республики Казахстан
на 2004-2010 годы**

Паспорт Программы

Наименование Программы	Программа развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2004-2010 годы (далее - Программа).
Основание для разработки Программы	Концепция развития газовой отрасли Республики Казахстан до 2015 года, разработанная Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан и утвержденная постановлением Правительства Республики Казахстан N 25 от 11 января 2002 года; Пункт 2.1.1 Плана мероприятий по реализации Программы Правительства Республики Казахстан на 2003-2006 годы, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 сентября 2003 года N 903.
Основные разработчики	Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан
Срок реализации	2004-2010 годы: I этап - 2004-2006 годы II этап - 2007-2010 годы
Цель Программы	Повышение социально-экономического эффекта от увеличения объемов международного транзита и рационального использования внутренних ресурсов газа за счет развития мощностей по транспортировке и переработке попутного газа для более полного обеспечения потребностей внутреннего рынка по газу и достижения энергетической независимости, наращивания экспортного потенциала от реализации природного и сжиженного газа, а также продуктов их переработки.
Задачи Программы	Наращивание ресурсного потенциала по запасам газа и развитие мощностей по его добыче с разработкой новых газовых и нефтегазовых месторождений с внедрением мероприятий по утилизации попутных газов. Реконструкция существующих и создание новых мощностей по переработке и утилизации добываемого газа с увеличением объемов выработки

сжиженного газа и другой продукции нефтехимии в рамках программы импортозамещения.

Разработка и реализация региональных программ газификации новых территорий и расширения сферы использования газа в коммунальном хозяйстве, в электроэнергетике, в автотранспорте и т. д.

Реализация мер по технической реконструкции объектов газотранспортной системы для обеспечения технической и экологической безопасности при их эксплуатации, а также строительство новых газопроводов и обработка экспортных маршрутов по транспортировке природного газа на внешние рынки.

Пересмотр нормативной базы газовой отрасли, оптимизация организационной структуры субъектов газотранспортной системы и совершенствование системы тарифообразования при транспортировке природного газа.

Ожидаемые результаты

Увеличение потребления природного и сжиженного газа к 2010 году более чем в 2 раза и расширение числа абонентов природного газа в 1,4 раза.

Дополнительное увеличение экспортного потенциала отрасли к 2010 году до 110,6 млрд. тенге в год за счет возрастания к этому периоду в 1,5 раза объемов международного транзита природного газа и роста экспорта казахстанского природного газа более чем в 2 раза и сжиженного газа в 3,4 раза.

Увеличение объема инвестиций за период 2004-2010 годы до 1 трлн. тенге в реконструкцию существующих производств и на развитие новых мощностей по добыче, переработке и транспортировке газа.

Введение в эксплуатацию новых объектов и развитие передовых технологий, стимулирование работы проектных и других сервисных центров с созданием дополнительных рабочих мест за указанный период для 3,7 тысяч человек.

Снижение экологической нагрузки от работы объектов газовой системы за счет более полной утилизации добываемого газа и технического переоснащения транспортных мощностей.

Необходимые ресурсы и источники финансирования

Основными источниками и финансовыми ресурсами обеспечения реализации мероприятий Программы являются :
внешние инвестиции, средства недропользователей, г р а н т ы ;
финансирование из республиканского и местных бюджетов ;
внутренние инвестиции через средства частных компаний, кредиты банков.

Предполагается, что потребность в финансировании газовых проектов по периодам составят: в 2004 году - 179,8; в 2005 году - 221,3; в 2006 году - 110,6 и в период 2007-2010 годы - 497,9 млрд. тенге. В том числе, финансирование из республиканского бюджета на 2004 год на реализацию мероприятий Программы составит 3000,0 млн. тенге. Бюджетное финансирование и курс доллара на последующие годы будут уточняться в соответствии с Законом "О республиканском бюджете" на соответствующий финансовый год. В данном случае указанные суммы рассчитаны по курсу доллара 2004 года (138,3 тенге).

Введение

В последние годы анализ мирового нефтегазового рынка показывает опережающее развитие газовой промышленности по отношению к производству и потреблению других видов энергоносителей. Предполагается, что доля углеводородного газообразного топлива в мировом энергобалансе к середине XXI века может составить до 30 %. Вследствие чего предстоящий период в развитии энергетики характеризуется экспертами как эпоха "метана".

Для Казахстана также все более перспективным энергоносителем становится природный газ, разведанные и оценочные запасы которого (с учетом открытых новых месторождений на Каспийском шельфе) составляют около 3,3 трлн. куб. м

, а потенциальные ресурсы достигают 6-8 трлн. куб. м.

При этом особенностью разведанных запасов газа в республике является то, что практически на всех месторождениях и, особенно, на вновь разрабатываемых крупнейших месторождениях добыча газа ведется попутно с добычей нефти и конденсата. Поэтому активное освоение этих месторождений и резкий рост объемов добычи нефти в последние годы диктуют необходимость утилизации все увеличивающихся объемов добываемого попутного газа.

Предпринятые в последние годы мероприятия по реформированию газовой отрасли, а также рост объемов международного транзита и внутреннего потребления природного газа, позволили добиться относительной финансовой стабилизации газотранспортных компаний, увеличения объемов работ по технической реконструкции магистральных и местных газопроводных систем.

Однако газовая составляющая нефтегазового комплекса представляет собой больше технологически и территориально разобщенную совокупность отдельных звеньев, чем отраслевую систему. В результате, не в полной мере осуществляется переработка добываемого газа, отсутствует возможность перераспределения природного газа с мест его добычи в регионы основного его потребления для покрытия потребностей страны за счет собственных ресурсов.

Все это обуславливает необходимость решения ряда задач, связанных с поиском новых путей утилизации добываемого попутного газа, введением новых мощностей по переработке и транспортировке газа, а также расширением традиционных рынков сбыта.

Ожидается, что в рамках Программы будут разработаны региональные программы, осуществление которых позволит на уровне государственных органов и хозяйствующих субъектов создать условия для реализации базовых проектов газовой отрасли, с привлечением необходимых прямых инвестиций и внутреннего финансирования.

1. Анализ современного состояния газовой отрасли

Для понимания основных направлений развития отрасли и выработки механизма достижения поставленных целей необходим подробный анализ существующих проблем и сдерживающих факторов в работе газотранспортных предприятий, а также выявление динамики развития отрасли. В последнее время, особенно после одобрения Концепции со стороны Правительства Республики Казахстан, были предприняты организационные меры с корректировкой ряда проектов, связанных так или иначе с добычей, переработкой и реализацией природного и сжиженного газа, что заметно улучшило функционирование

о т р а с л и в ц е л о м .

К примеру, важными для формирования газовой отрасли являются решения, принятые по второму поколению развития нефтегазового комплекса на Тенгизском месторождении. С началом разработки технико-экономического обоснования Карачаганакского газоперерабатывающего завода (далее - ГПЗ) практически началась реализация "Газового проекта" на данном месторождении. В октябре 2002 года приняты оценочные запасы морского месторождения "Кашаган", что почти в 1,5 раза увеличило газовые ресурсы.

В 2002 году, при поддержке республиканского бюджета, началась работа по опытно-промышленному освоению Амангельдинского газового месторождения, имеющего важное социально-экономическое значение для стабилизации газоснабжения южного региона. Также с участием государственного финансирования началась реализация Проекта по утилизации попутного газа на месторождениях Южно-Тургайского прогиба. Проектом предусматривается ввод мощностей по выработке электроэнергии на месторождениях и в городе Кызылорда, а также газификация города.

Для решения вопросов экспорта природного газа важными стали договоренности с правительствами соседних стран о сотрудничестве по формированию Газового альянса и, в частности, с Правительством Российской Федерации о создании совместного предприятия ЗАО "КазРосГаз" для осуществления экспортных поставок газа.

Для вывода из кризисного состояния предприятий операторов местных газопроводов образовано новое акционерное общество "Региональная газотранспортная система" (РГС) с передачей ему региональных газотранспортных систем. Дальнейшему упорядочению функционирования газовой системы будет способствовать принятое Правительством Республики Казахстан решение о банкротстве бывших структур газовой системы, являвшихся цедентами в рамках Договора концессий на газотранспортную систему от 14 июня 1997 года, а также образование ЗАО "КапиталНефтеГаз" для управления государственным имуществом в рамках Соглашения о разделе продукции по Карачаганакскому месторождению.

Несмотря на принимаемые меры по совершенствованию нормативной базы отрасли, а именно, утверждение Правил по транспортировке природного газа, все более острой остается проблема несоответствия действующей правовой базы газовой отрасли складывающимся рыночным условиям. Так практически во всех странах, где производится добыча и потребление природного газа, вопросы газоснабжения регулируются специальными законами и другими подзаконными актами. Так в Великобритании монопольная деятельность компании "Бритиш Газ" определена и регулируется согласно Закону "О газе" с 1986 года, где определен

порядок доступа к газотранспортной системе "Бритиш Газ", установлены полномочия компании в системе газоснабжения, роль государственных органов в регулировании цен на газ и тарифов на транспорт газа.

В США принят ряд специальных законодательных актов и решений Верховного суда по осуществлению государственного регулирования в каждом из секторов газоснабжения. К числу наиболее значимых законов относится Закон "О природном газе", принятый в 1938 году. Законом предусматривается порядок регулирования деятельности межштатных газотранспортных компаний, включая контроль за экспортом и импортом природного газа, транспортных тарифов, оценка стоимости основных фондов этих компаний, выдача разрешений на сооружение газопроводов и т. д.

Подобные законы действуют в Норвегии и Франции и регулируют деятельность операторов как в области разведки и добычи газа, так и транспортировки газа по трубопроводам. В России дополнительно к действующему Закону "О нефти и газе", который регулирует многие вопросы деятельности хозяйствующих субъектов, эксплуатирующих магистральные газопроводы, в 1999 году был принят Федеральный закон "О газоснабжении в Российской Федерации".

1.1. Существующие и перспективные месторождения газа

Объемы разведанных запасов природного газа, учтенные в Концепции развития газовой отрасли до 2015 года, составляли 1,8 трлн. куб. м. Однако на основании обновленных данных и Государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2002 года с учетом оцененных запасов газа по месторождениям казахстанского сектора Каспийского моря, суммарные запасы составляют около 3,3 трлн. куб. м. К примеру, только по месторождению "Кашаган", согласно протоколу заседания Государственной комиссии по запасам от 20 октября 2002 года, запасы газа составили 969,0 млрд. куб. м. При этом перспективные и прогнозные ресурсы газа оцениваются в 6,0-8,0 трлн. куб. м, что связано в основном с освоением ресурсов Каспийского моря (рисунок 1.1).

Главной особенностью прогнозируемых ресурсов газа, имеющих базовое значение для развития отрасли, является то, что практически все эти запасы газа располагаются в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, характеризующихся сложностью извлечения из-за больших глубин (более 5 тыс. метров), многокомпонентностью состава, и главное, повышенным содержанием сероводородных соединений. В то же время газовые месторождения с небольшими глубинами и без содержания сернистых соединений располагают сравнительно небольшими запасами газа, имеющими больше локальное значение для газификации местных территорий, к примеру, Кызылординской, Жамбылской, Южно-Казахстанской областей.

По последним оценкам международных экспертов 37,6 % доказанных мировых запасов природного газа (147,5 трлн. куб. м) сосредоточено на территории бывшего Советского Союза. При этом Казахстан по разведанным запасам и прогнозным ресурсам природного газа находится в числе четырех ведущих стран Содружества Независимых Государств.

Р и с у н о к 1 . 1
Прогнозные ресурсы и запасы газа по Казахстану
(т р л н . к у б . м)

(См.бумажный вариант)

В настоящее время по всем категориям месторождений зарегистрировано около 130 месторождений с разрабатываемыми и предварительно оцененными запасами газа, из них: 21-газовые, 9-газоконденсатные, 23-нефтегазоконденсатные, 31-нефтегазовые и прочие с малыми содержаниями газа. При этом, в разработке находятся 44 месторождения, содержащие более 80 % извлекаемых запасов углеводородных газов (рисунок 1.2 и таблица 1.2).

Р и с у н о к 1 . 2
Запасы природного газа в разрезе основных
углеводородных месторождений, млрд. куб. м
(См. бумажный вариант)

Практически все крупные разрабатываемые нефтегазовые месторождения Республики Казахстан имеют в составе добываемой нефти растворенный газ с повышенным содержанием сероводорода и других сернистых соединений. К примеру, по Жанажол - Урихтауской группе месторождений содержание этого ядовитого газа колеблется от 2 до 6 %, на Карачаганакском месторождении - от 3 до 5 %, а на Тенгизском месторождении концентрация сероводорода достигает порядка 19 % .

Поэтому, одной из главных проблем дальнейшего развития газовой отрасли является проблема очистки добываемой нефти и газа от сернистых соединений с последующей утилизацией получаемой серы, с доведением до товарного состояния и реализация на внешних рынках сбыта. Одним из вариантов решений этого вопроса является осуществление мер по обратной закачке газа в продуктивные горизонты месторождений для поддержания пластового давления и повышения эффективности извлечения жидких компонентов углеводородного сырья.

Таблица 1.2 Распределение месторождений по объемам запасов природного газа ¹

Характеристика групп месторождений по величине запасов	Количество месторождений	Месторождения	Балансовые запасы газа А+В+С1	В процентах от запасов по РК
			Всего доказанные, млрд.м ³	
Республика Казахстан	130		3011	100
1. Гигантские (более 300 млрд.м ³)	3	НГК Тенгизское-Н Кашаган-Н	1370	45,5
			569	18,9
			227	7,5
2. Крупнейшие (100,1-300 млрд.м ³)	2	Жанажол-НГК Имашевское-ГК	133	4,4
			129	4,3
			млрд.м ³	
3. Крупные (30,1-100 млрд.м ³)	4	Жетыбай-НГК Тенге-НГК Узень-ГН Урихтау-ГНК	99	3,3
			45	1,5
			43	1,4
			40	1,3
		Прорва-НГК Каламкас-ГН Амангельды-Г	28	0,9
			27	0,9
			25	0,8
4. Средние (10,1-30 млрд.м ³)	8	Тепловское-ГН Токаревское-ГН Жетыбай Южный-НГК Шагырлы-Шомышты-Г	25	0,8
			23	0,8
			20	0,7

		Чинаревское-НГК	17		0,6
		Королевское-Н	16		0,5
		Тасбулат-НГК	13		0,4

		М а л ы е	(3 , 1 - 1 0		
5.	млрд.м ³)	17	113 месторожде-	99	3,3
			ний ,	различных	
6.	Мелкие (1-			по фазовому	
	3 млрд.м ³)	25	типу	44	1,5
				углеводородов	
7.		О ч е н ь		м е л к и е	
	(до 1 млрд.м ³)	71		20	0,7

Примечание: НГК - нефтегазоконденсатные, ГНК - газонефтеконденсатные, Н - нефтяные, Г - газовые, ГН - газонефтяное.

¹ Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного газа (Утверждена приказом Министра энергетики и природных ресурсов РК от 13 августа 1997 г. N 99).

Предложенный анализ газосодержащих месторождений позволяет условно разделить газовые ресурсы Республики Казахстан по трем категориям - наличию запасов, объемам добычи и рентабельностью их извлечения:

- стратегические запасы природного газа расположены на больших глубинах подсолевого отложения Прикаспийской впадины со сложными коллекторными свойствами и повышенным содержанием сероводородных соединений;

- месторождения со средними запасами газа, имеющие небольшие глубины добычи и не содержащие сернистых соединений, находятся в стадии падающей д о б ы ч и ;

- месторождения со свободным содержанием природного газа в основном относятся к категории мелких, где суммарные запасы не превышают 1,5 % от общих запасов газа, что делает разработку данных месторождений практически нерентабельным.

1.2. Действующие перерабатывающие мощности по производству газа

Несмотря на то, что в республике имеются значительные подтвержденные запасы природного газа, добыча газа в республике все еще остается сопутствующей деятельностью нефтедобывающих компаний. По сложившейся практике, добываемый попутно с нефтью газ, как правило, сжигается на месторождениях или, в лучшем случае, после предварительной подготовки

используется на собственные нужды. Так по итогам 2003 года на факелах месторождений сожжено газа свыше 2 млрд. куб. м, на собственные нужды использовано 1,7 млрд. куб. м и технологические потери составили около 0,7 млрд. куб. м.

На нефтепромыслах "Тенгиз" и "Королевское", в ходе проведенной комплексной проверки в 2003 году со стороны Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан, было выявлено 127 источников вредных выбросов и при анализе фактических выбросов в атмосферу вредных веществ установлено, что только за 2003 год на месторождениях было допущено прямое сжигание более 600 млн. куб. м газа, в том числе около 6 млн. куб. м без предварительной очистки от сернистых соединений, имеющих повышенный класс опасности. Предварительные расчеты показывают, что за этот период в атмосферу могло быть выброшено около 27 млн. условных тонн вредных веществ.

Анализ показывает, что подобная ситуация происходит и из-за того, что в нормативных документах вопрос сжигания газа на месторождениях, особенно содержащих вредные компоненты, остается не отрегулированным. К примеру, в "Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан" пункт 6.2.26 ограничивающих сжигание "При необходимости сжигания пластовой продукции (газа) с наличием сероводорода обеспечиваются условия, при которых концентрация их в приземном слое атмосферы населенных пунктов или объектов народного хозяйства не превышает санитарных норм". Таким образом, отсутствие более четкой регламентации в этом вопросе позволяет ОАО "Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз", СП "Казгермунай" и другим недропользователям Кызылординской области, в течение продолжительного времени сжигать попутный газ на факелах в значительных объемах.

Все это требует скорейшего правового урегулирования вопросов утилизации добываемого газа, так как дальнейшее ограничение добычи газа становится все более сдерживающим фактором для увеличения добычи нефти.

Это обосновывает необходимость принятия мер по расширению и строительству новых газоперерабатывающих мощностей.

В настоящее время в республике действуют три газоперерабатывающих завода (ГПЗ) общей проектной мощностью переработки 6,85 млрд. куб. м газа в год (таблица 1.3).

Таблица 1.3 Характеристика действующих газоперерабатывающих заводов РК

Наиме-	Год ввода	Проектная	Фактически	Ожидаемая мощн.
--------	-----------	-----------	------------	-----------------

нование ГПЗ	в эксплуа- тацию	мощность	выработано в 2002 году	после реконструк- ции к 2010 году			
		По при- род. газу	По сжи. жен. газу	При- родн. газа	Сжижен. газа	По при- род. газу	По сжи- жен. газу
		млн. м ³	млн. м ³	тыс. т	тыс. т	млн. м ³	млн. м ³
			тыс. т	м ³			

Казахский ГПЗ	1973 год - 1-я очередь 1997 год- 2 - я очередь	2900	80	940	77,3	Предусматривается технологическая модернизация завода без расширения мощности	
Тенгиз- ский	ГПЗ поэтапно 3 техно- логич. линии (КТЛ) бутан	2550	90 на	2550	684	1995 - 1999 годы до 6439 1330 пропан, бутан пропан, бутан	
Жанажол- ский ГПЗ	2003 год	1400	60	920	-	4400	150

Казахский газоперерабатывающий завод (КазГПЗ), расположенный в городе Жанаозень, построен в 1973 году (первая очередь). Завод предназначался для переработки попутного газа с местных прилегающих нефтяных месторождений, так называемого Узеньского куста (Узень Восточный, Тенге Западное и т. д.) и Жетыбайского куста (Жетыбай Южный, Тасбулат, Актас, Норманул Восточный) с мощностью переработки 2,9 млрд. куб. м газа в год. В 1979 году завод был модернизирован с целью обеспечения сырьем нефтехимического завода для производства полиэтилена в городе Актау со строительством трубопровода для транспортировки этана.

Тенгизский газоперерабатывающий завод (Тенгизский ГПЗ), расположенный в районе нефтегазового месторождения "Тенгиз", достиг годовой производительности по получению в год до 2,5 млрд. куб. м очищенного газа. В

последующие годы увеличение объемов добычи нефти и, как следствие, рост объемов добываемого газа требует строительства второй очереди завода. Попутный газ с Тенгизского месторождения характеризуется большим содержанием пропан-бутановой фракции и отличается особенно высоким содержанием сероводорода, а также наличием углекислого газа и сопутствующих компонентов, требующих очистки и переработки.

Жаназольский газоперерабатывающий завод (ЖГПЗ) был первоначально рассчитан на переработку 710,0 млн. куб. м в год. Мощность завода после реконструкции компанией "CNPC - Актюбемунгаз" достигла 800,0 млн. куб. м. в год. Однако, получаемый после очистки газ не соответствует требуемым стандартам по содержанию сернистых соединений и превышает установленный по ГОСТу уровень 0,036 г/куб. м в 5-8 раз. Дальнейшая реконструкция ГПЗ, по мнению китайских специалистов, не улучшит работу завода.

В сентябре 2003 года был введен в строй второй Жаназольский ГПЗ с мощностью выработки до 1,4 млрд. куб. м природного газа в год, и в 2004 году намечено начать строительство третьего завода с вводом его в эксплуатацию в 2005 году. Это обеспечит полную утилизацию все возрастающих объемов добычи попутного газа с последующей поставкой его на экспорт. Выработываемый в последнее время газ использовался в основном на собственные нужды компании "CNPC - Актюбемунгаз" для выработки электроэнергии и, только частично, газ в объеме до 360 млн. куб. м в год по сниженным ценам (из-за не соответствия его стандартным требованиям), продавался потребителям Актюбинской области.

Таким образом, мощности трех газоперерабатывающих заводов явно не обеспечивают полной переработки добываемого в стране газа. Развитие Тенгизского месторождения в перспективе потребует переработки до 8-10 млрд. куб. м, Карачаганакского - дополнительно к добываемым объемам до 10 млрд. куб. м и освоение Кашаганского месторождения потребует переработки не менее 5-6 млрд. куб. м газа в год. Все это в перспективе требует расширения действующих и строительства новых газоперерабатывающих заводов с одновременным сооружением специальных установок по очистке газа при разработке малых нефтегазовых месторождений.

1.3 Анализ потребления природного и сжиженного газа в Республике Казахстан

Для реализации конкретных проектов по развитию газовой системы, а также выработки мер по реформированию газовой отрасли необходимо понимание основных проблем и складывающихся противоречивых тенденций в организации доставки и потребления природного и сжиженного газа в условиях конкурентного рынка по другим видам энергоресурсов.

К таким противоречиям можно отнести резкое падение в постсоветский период и сохраняющийся до настоящего времени, низкий уровень потребления природного и сжиженного газа, по сравнению с другими видами топлива. При этом мировая тенденция заключается в том, что даже в странах, где отсутствуют собственные ресурсы газа, наблюдается рост объемов потребления этих видов энергосителей.

На уровне газораспределительных систем страны продолжает действовать принцип коллективного распределения газа (особенно при поставках природного газа), остается нерешенной проблема учета и полноты платежей за поставленный газ. В результате продолжающегося роста дебиторской задолженности нередки случаи группового отключения потребителей от поставок газа. Все это создает нестабильность в поставках газа, что в итоге ведет к еще большему сужению рынка природного газа и переходу бывших абонентов на другие виды топлива.

Так, если в начале 1990 годов доля потребления природного газа в республике по сравнению с другими видами энергоресурсов (в переводе на условные единицы топлива) составляла 14,5 %, а сжиженного - 1,0 %, то в последние годы эти показатели упали вдвое, соответственно до уровней 7,3 и 0,4 %. В первую очередь, это произошло из-за снижения в целом по республике абсолютных показателей в сфере потребления газа, к примеру, по природному газу с уровня 13,0 млрд. куб. м в 1991 году до 5,7 млрд. куб. м по итогам 2003 г о д у .

Одной из причин сложившегося положения является и то, что в условиях переходной экономики и кризисных явлений местные газораспределительные организации со смешанной формой собственности практически оказались исключенными из общей газотранспортной системы.

Все это привело к резкому ухудшению финансового состояния местных газораспределительных компаний, а зачастую и к их банкротству. Принятые меры по приватизации не дали заметного улучшения ситуации и, как следствие, в регионах практически приостановилось строительство новых газопроводов. В свою очередь и местные органы в отличие от практики прошлых лет, снизили свою активность, в финансировании некоммерческих проектов по подаче газа в отдельные населенные пункты. В тоже время, в областях в рамках ранее принятых программ газификации накопилась проектно-сметная документация на строительство локальных газопроводов общей протяженностью около 3800 км. При этом только в трех областях республики (Западно-Казахстанской, Актюбинской и Атырауской) ведется разработка программ газификации областей, а также осуществляется ежегодный ввод новых газопроводов.

В последние годы при ежегодном росте объемов добычи газа на 10-12 %, средний рост объемов потребления газа по республике не превышает 3 %.

Отсюда все более обостряется проблема реализации избыточных объемов добываемого газа в условиях практического отсутствия экспортных маршрутов.

Отсутствие стимула в переработке газа для последующего его коммерческого сбыта сдерживает и развитие газоперерабатывающих мощностей. Это же обстоятельство является во многом причиной вынужденного частичного сжигания добываемого попутного газа, что еще более обостряет экологическую проблему в регионах добычи нефти и газа. В последние годы по республике объем сжигаемого газа достигает 3 млрд. куб. м в год, причем большая доля приходится на Тенгизское месторождение. Одновременно, более 5 млрд. куб. м добываемого на Карачаганакском месторождении газа поставляется для переработки на Оренбургский ГПЗ по цене в 1,5-2 раза ниже стоимости того же, но уже переработанного газа, поставляемого потребителям Западно-Казахстанской области.

Таким образом, ограниченность сбыта вырабатываемого газа, а также крайняя неэффективность его использования на сегодня не стимулирует развитие газовой отрасли и, более того, сдерживает дальнейший рост добычи нефти, а значит, и развитие всего нефтегазового комплекса Республики Казахстан.

Вместе с тем производство сжиженного газа в Казахстане выходит из кризисного состояния, и впервые за многие годы республика располагает возможностью покрытия сложившегося рынка его потребления за счет собственного производства. Так, если в 2002 году было выработано 941,7 тыс. тонн сжиженного газа, то в 2003 году - 1040,5 тыс. тонн сжиженного газа, при фактическом объеме его потребления по итогам прошедшего года на уровне 430 т о н н .

Основной прирост производства сжиженного газа на данном этапе достигнут за счет проведенной реконструкции на перерабатывающем комплексе Тенгизского месторождения с введением в действие новой установки по выработке сжиженного газа, предусматривающей более глубокую переработку газоконденсата. Только за счет этого, производство сжиженного газа в 2001 году было увеличено в 6,6 раза. Одновременно, со стабилизацией внутренних поставок нефти отмечается увеличение объемов выработки сжиженного газа практически на всех нефте- и газоперерабатывающих заводах.

Безусловно, сжиженный газ является одним из дорогостоящих энергоносителей (цена которого достигает с доставкой до потребителя 280-300 долларов США за одну тонну), но, учитывая имеющиеся преимущества этого вида топлива в сравнении с природным, связанные с удобством транспортировки и использования его, особенно в быту, тем более в регионах, где отсутствуют поставки природного газа, делает вопросы производства и регулирования рынка сжиженного газа важным направлением развития газовой отрасли.

Исходя из особенностей функционирования данного сектора газовой сферы, которая больше адаптирована к конкурентной среде и, учитывая, что с началом экспорта сжиженного газа произошло выравнивание внутренних цен с международными, можно прогнозировать стабилизацию цены на сжиженный газ и дальнейшее увеличение объемов поставок этого вида энергоносителя внутри страны.

Более того, в республике будут созданы и условия для возможного снижения цен на сжиженный газ с учетом предполагаемого увеличения объема его производства за счет планируемой модернизации существующих и строительства новых заводов и установок по выработке сжиженного газа. Все это позволит восстановить прежние уровни потребления сжиженного газа и создать новые возможности для увеличения экспортного потенциала по поставкам сжиженного газа на мировые рынки.

1.4. Техническое состояние магистральных и распределительных газопроводов

Транспортировка природного газа осуществляется по системе магистральных газопроводов, которые проходят по территории восьми областей Казахстана. Общая протяженность магистральных газопроводов с учетом отводящих и подводящих газопроводов на территории Казахстана составляет около 10 тыс. км. Система магистральных газопроводов Казахстана создавалась ранее как часть общесоюзной газотранспортной системы и потому была функционально ориентирована на поставки природного газа из Средней Азии в северные области России, на Украину и в республики Закавказья. Газопроводы были спроектированы таким образом, что потребности промышленности и населения Казахстана в природном газе обеспечивались только в городах и населенных пунктах примыкающих к трассе транзитных газопроводов.

При этом, магистральные газопроводы, проложенные на территории республики, технологически не связаны между собой, что не позволяет использовать газопроводы для перекачки добываемого дешевого газа в западном регионе в южные и северные области страны. Особенно актуальна эта проблема для потребителей природного газа южных областей и города Алматы. Жесткая зависимость от поставок узбекского газа, в 2-3 раза превышающего стоимость газа западных областей, привела к значительному сужению газового рынка в этом регионе. Не в меньшей зависимости от импорта российского газа находятся потребители Костанайской области.

Наиболее крупными магистральными газопроводами, по которым осуществляется международный транзит газа, являются:

базовая газомagистраль "Средняя Азия - Центр", состоящая из пяти ниток газопроводов и проходящая от границ Узбекистана до границы Российской

Федерации до КС "Александров Гай" с дополнительными ответвлениями - газопроводами в Туркменистан и на Северный Кавказ. По данной газомагистрали транспортируется до 35-40 млрд. куб. м газа в год при первоначальной проектной мощности около 60 млрд. куб. м;

газопроводы "Союз" и "Оренбург-Новопсков" с двумя компрессорными станциями, проходящие по территории Западно-Казахстанской области от Оренбургского ГПЗ до КС "Александров Гай", имеющие технические параметры транзита газа до 42 млрд. куб. м в год при фактических объемах транзита 26-29 млрд. куб. м в последние годы;

двухниточный газопровод "Бухара-Урал", ранее предназначенный для транспортировки газа из Узбекистана и Туркменистана в промышленные области России, а в настоящее время больше используемый для поставок газа в Актюбинскую область;

газопроводы "Газли-Шымкент-Бишкек-Алматы", "Карталы-Костанай" и "Узень-Актау" используются для транспортировки природного газа на внутренний рынок в южные области Республики Казахстан, Мангистаускую и Костанайскую области. При этом по газопроводу "Газли - Бишкек" дополнительно в объеме от 0,5 до 1,0 млрд. куб. м осуществляется транзит газа для потребителей Кыргызстана.

В 2002 году по системе магистральных газопроводов Казахстана в режиме транзита было прокачано 97,5 млрд. куб. м природного газа, а в 2003 году объем транзита составил 105,7 млрд. куб. м. Вместе с тем, из-за неопределенности и зависимости, особенно в прошлый период, загрузки основных транзитных магистральных газопроводов от договоренностей на поставку газа третьих стран, к примеру, Туркменистана с Россией или Украиной, Узбекистана с Кыргызстаном и т.д. имеют место резкие колебания объемов газотранспортной работы. К примеру, если практически полное отсутствие транзита туркменского газа в 1997-1998 годах поставило на грань эксплуатационной непригодности главную газовую магистраль "Средняя Азия - Центр", то с учетом ожидаемого транзита газа в ближайшие годы до 50-80 млрд. куб. м в год требуется проведение полной реконструкции системы и строительство дополнительной нитки газопровода.

По действующим нормативам срок амортизации магистральных газопроводов составляет около 30 лет. Однако особенностью эксплуатации газопроводов на территории Республики Казахстан является то, что трубопроводы подвержены повышенному износу в результате прохождения их по особо агрессивным, солончаковым грунтам. И с учетом этого, анализ структуры газопроводов по сроку эксплуатации показывает, что удельный вес трубопроводов со сроком службы более 30 лет составляет до 30,4 %, а от 20 до 30 лет порядка 51 %.

Для представления объема предстоящих работ необходимо учитывать техническое состояние магистральных газопроводов страны, которое по состоянию на период 2001-2002 года не позволяло гарантировать безаварийное функционирование газотранспортной системы (таблица 1.4).

Таблица 1.4 Характеристика технического состояния существующих магистральных газопроводов Республики Казахстан

№ п/п	Наименование газопроводов	Год начала эксплуатации	Кол-во ниток, протяженность	Диаметр, мм	Кол-во КС	Фактич. и проектн. мощность	Нормативн. износ
1	2	3	4	5	6	7	8
			км	мм	ед.	млрд.м ³	%
1 - Центр			Средняя		Азия		
САЦ-1	1966	279	1020				90
САЦ-2	1969	406	1220	7	50,0/60,0		88
САЦ-3	1972	821	1220				70
САЦ-4	1972	821	1420				70
САЦ-5	1985	821	1420				25
2			Мака		-		
Северный	1987	371	1420	3	17,0/25,5		30
			Кавказ				
3			Оренбург		-		
Новопсков	1976	380	1220	2	10,0/14,0		65
4			Оренбург		-		
Запад. Граница	1978	380	1420	2	20,0/28,0		57
			(Сюз)				
5			Бухара		-		
1. нитка	1965/	639	1020	5	7,2/15,0		100
					1 кап.рем.		

	2 .	н и т к а					1 9 6 5 /	
			1 9 7 7 - 7 9 г г .	6 3 9			1 0 2 0	5
6	Б Г Р - Т Ф А		1 9 6 4				2	н и т к и
	684	530-1020	2	6,0/13,0	60-90			
7	Газли-Шымкент	1988	314	1220	1	14,4/26,0	30	
	8					К а р т а л ы -		
	Кустанай	1963		238		530-720	-	2,0/5,4 90
9	Окарем-Бейнеу	1967	398	1220	2	1,0/5,4	70	
10	Узень-Актау	1968-1972		3	н и т к и	530-820	-	1,8/3,6 70
							1	5 0

Обязательными элементами в работе газопроводной системы для поддержания режима работы газовых магистралей и распределительных газопроводов, особенно в регионах с резко континентальным климатом, являются подземные хранилища газа (ПХГ). Однако функционирующие в рамках газотранспортной системы Республики Казахстан три ПХГ, которые технологически не связаны между собой и ранее предназначались для работы в единой газотранспортной системе бывшего Союза.

К примеру, ПХГ "Базой", расположенное вдоль газопровода "Бухара-Урал" с мощностью единовременного хранения газа до 3,5 млрд. куб. м, ранее использовалось для поддержания режима поставок газа при сезонных колебаниях для потребителей Западной Сибири (до открытия газовых месторождений в этом регионе). ПХГ "Акыртюбинское" (0,2 млрд. куб. м) и ПХГ "Полторацкое" (0,4 млрд. куб. м), технологически увязанные с режимом работы газопроводов "Ташкент-Шымкент" и "Газли-Шымкент-Бишкек-Алматы", ранее использовались больше для поддержания стабильного газоснабжения города Ташкента и потребителей Кыргызстана.

В то же время, в западном газодобывающем регионе образуются избыточные объемы газа в летний период, что ведет к вынужденному его сжиганию на месторождениях. Поэтому все более острым становится вопрос о создании ПХГ вдоль газопровода "Средняя Азия - Центр". Также в целях стабильного газоснабжения в зимний период все более актуальным становится необходимость строительства ПХГ в районе города Алматы.

Важным аспектом в работе газотранспортной системы является снижение влияния вредных выбросов в атмосферу при работе компрессоров и обеспечение технической и экологической безопасности работы газопроводов. В процессе эксплуатации объектов газовой системы основными источниками загрязняющих

веществ являются выбросы в атмосферу от газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях (КС), станциях охлаждения газа, различные местные котельные и факельные установки. Количество выбросов в атмосферу зависит от технического состояния и объема осуществляемого транзита.

В последние годы из-за ухудшения технического состояния газопроводов ежегодные платежи за выбросы резко возросли, к примеру, с 6,4 млн. тенге в 1998 году до 42,7 млн. тенге - в 2000 году. Поэтому техническая реконструкция газотранспортной системы с заменой газоперекачивающих агрегатов, запорного оборудования и отдельных участков газопроводов является необходимой мерой по снижению вредного воздействия на окружающую среду. Так, замена устаревшего агрегата ГТ-750-6 на усовершенствованный - ГПА-Ц-6,3 снижает выбросы почти в 6 раз (до 50 мг/куб. м).

Техническое состояние газораспределительных газопроводов.

Технологически составной частью газопроводной системы являются распределительные региональные системы газопроводов, так называемые среднего и низкого давления, главной функцией которых является доставка газа до конечного потребителя с минимальными потерями и обеспечением строгого учета реализуемого газа. Однако, текущее техническое состояние распределительных газопроводов характеризуется крайне высокой изношенностью основных средств и оборудования.

К примеру, по газораспределительным сетям, которые эксплуатируются подразделениями ЗАО "Региональная газотранспортная система" (ЗАО "РГС") около 40 % газопроводов находятся в предаварийном состоянии. При этом, более 26 % оборудования и трубопроводов эксплуатируются более 35 лет при нормативных сроках эксплуатации стальных труб 25 лет. Более того, ускоренный износ газопроводов происходит из-за того, что около 40 % протяженности газопроводов эксплуатируются без системы электрохимзащиты. Требуется ремонта или замены почти половина газорегуляторных пунктов (ГРП) и треть шкафных распределительных пунктов (ШРП).

Анализ потерь газа в газораспределительной системе показывает значительное превышение нормативных потерь, составляющих не более 3-5 % от объемов реализации газа. По ряду газораспределительных компаний, к примеру, по Южно-Казахстанской области, так называемый, расход газа на собственные нужды и потери (СНиП) доходил до 30 % от объема поставляемого газа. Более того, в Жамбылской области из-за крайней ветхости газопроводов вдоль трасс газопроводов не раз фиксировались случаи выхода газа в атмосферу, создавая угрозу возгорания.

Эксплуатация распределительных газопроводов требует дополнительных затрат за счет увеличения частоты обходов и ликвидации аварийных заявок.

Увеличивается объем земляных работ, что сопровождается необходимостью приобретения дополнительной строительной техники, расширения штата технического персонала, приобретения аварийного запаса труб и запорной арматуры. Разрушения газопроводов могут принять массовый характер особенно в сейсмоопасных районах и в грунтах с повышенной коррозионной активностью. Аварийные выходы из строя газопроводов связаны с потерями газа и созданием взрывоопасных смесей на смежных коммуникациях, в подвалах домов, колодцах и т.д. Капитальные ремонты, проводимые на газопроводах, не обеспечивают гарантированного увеличения срока эксплуатации газораспределительных сетей

в ц е л о м .

Необходимость технической реконструкции распределительных сетей обосновывается еще и тем, что существующие схемы газоснабжения городов и населенных пунктов, построенные в советский период и рассчитанные на бесперебойное газоснабжение по уравнительному методу без приборов учета за расходом газа и оперативного отключения контроля отдельных потребителей выполнены, как правило, по кольцевым схемам. Кроме этого, производимые новые материалы и апробированные технологии транспортировки газа позволяют осуществить замену газопроводов низкого давления, имеющих большие диаметры, газопроводами среднего давления с меньшими диаметрами с обеспечением прежнего уровня безопасности, что в свою очередь приведет к сокращению затрат на приобретение труб, регулирующего и контрольно-замерного оборудования.

Таким образом, краткий анализ состояния газопроводов и сооружений на них, указывает на необходимость реализации комплексных мер по реконструкции и модернизации всей газотранспортной системы, включая региональные газораспределительные сети, для повышения технической надежности и экологической безопасности при их эксплуатации, снижения сверхнормативных технологических потерь и восстановления проектных мощностей газопроводов.

1.5. Международный рынок природного и сжиженного газа

Мировые запасы природного газа оцениваются в 146 трлн.куб.м. Однако крупнейшие доказанные запасы природного газа сосредоточены в основном в двух регионах: в странах СНГ (38,4 %) и Ближнего Востока (33,6 %). На западноевропейские страны приходится всего 3 % мировых запасов, большая часть из которых приходится на континентальный шельф Норвегии.

Основными производителями и поставщиками природного газа на Евразийском континенте, в регионах возможных интересов по поставкам казахстанского газа, являются Россия, Туркменистан, Узбекистан, страны

Ближнего Востока, Алжир и Норвегия. Одновременно развивающимися рынками потребления, в первую очередь по природному газу, обуславливающими развитие трубопроводного транспорта газа, продолжают оставаться страны Европейского Союза и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Газовый рынок Европы претерпевает существенные структурные изменения. Европейский Союз в последние годы проводит последовательный курс на либерализацию рынка, что в итоге должно создать равные возможности участникам газового рынка для доступа к трубопроводам и заключения контрактов на поставку газа. Так, 11 мая 1998 года Совет министров энергетики ЕС утвердил Директиву о введении единых правил на внутреннем рынке природного газа ("газовая директива" ЕС). В настоящее время потребность в импорте газа в Европе сложилась на уровне 162 млрд. куб. м, к 2010 году прогнозируется рост этого показателя до 427 млрд. куб. м газа.

Предполагается, что в течение 10 лет на территории Европейского Союза будет проведена полная либерализация рынка природного газа и к 2008 году до 43 % европейского газового рынка будет открыто для конкуренции. Следует отметить, что наряду с природным газом наблюдается тенденция к росту спроса на сжиженный природный газ (далее - СПГ). Так, если в 1995 году потреблялось 26 млн. тонн СПГ, то в 2000 году это потребление составило 28,5 млн. тонн, а к 2005 году ожидается увеличение спроса до 33 млн. тонн в год.

Активным участником многих проектов транспортировки нефти и газа является Турция. В настоящее время поставки природного газа в Турцию осуществляются из России по Трансбалканскому газопроводу и газопроводу "Голубой поток", с годовыми объемами 6 и 8 млрд. куб. м соответственно. Кроме этого, в перспективе планируется увеличение поставок газа из Ирана - до 10 млрд. куб. м газа, сжиженного природного газа из Алжира - до 4 млрд. куб. м. и из Нигерии - до 1,2 млрд. куб. м.

В 2002 году общее потребление газа в Турции составило 17,6 млрд. куб. м., из которых 11,6 млрд. было поставлено из России. Основным потребителем газа в Турции являются компании, вырабатывающие электроэнергию, на долю которых в 2002 году пришлось порядка 66 % от общего потребления в стране. По прогнозу общий спрос на газ в 2005 году составит порядка 32 млрд. куб. м, в 2010 году - 55 и в 2020 году этот показатель может вырасти до 80 млрд. куб. м.

Но если в настоящее время получаемые объемы газа, предназначены для удовлетворения внутреннего спроса, то вскоре Турция рассчитывает стать "транспортным коридором" по поставкам газа в Европу, в связи с чем ведется активная работа по проработке ряда газотранспортных проектов. Для Казахстана Турция привлекательна как для поставок газа, так и транзита газа в третьи

страны с учетом подписанной Анкаринской декларации между странами участниками проекта нефтепровода "Баку-Джейхан", где обусловлена возможность поставки в Турцию до 20 млрд. куб. м. газа из Казахстана.

Китай. Собственная добыча Китая в настоящее время составляет 22 млрд. куб. м. Но с учетом ежегодного роста ВВП в среднем на 8 % государственная программа развития экономики Китая предусматривает увеличение годового потребления природного газа с 25 млрд. куб. м в настоящее время до 50 млрд. куб. м в 2005 году, а к 2010 году - до 100 млрд. куб. м. Ожидается, что примерно 40% этого объема будет поставляться на электростанции. Учитывая растущий дефицит углеводородов, Китай стремится диверсифицировать импортные поставки, уменьшая зависимость от Ближнего Востока. Приоритетное место, исходя из географического расположения, среди стран-экспортеров углеводородов для Китая занимают Казахстан и Россия.

Так, к 2005 году в КНР будут введены в эксплуатацию четыре магистральных газопровода, с расчетом на возможность подключения в 2006-2010 годах к будущим экспортным трубопроводам из России и Центральной Азии. В частности, реализация проекта газопровода "Запад-Восток", станет основой формирования единой системы газоснабжения Китая, что открывает для России и Казахстана новые возможности по освоению энергетического рынка КНР и поставок природного и сжиженного газа с выходом в целом на азиатско-тихоокеанский регион.

Россия обладает одними из крупнейших в мире запасов газа. На долю российского газа приходится 28 % общего объема потребления газа в Западной Европе. В некоторых странах эта доля достигает до 60-70 % как в Австрии, Польше, Германии стратегия основана на расширении и развитии рынков в Европе и контроле ключевых звеньев транспортной цепи.

В 2002 году добыча газа в России составила 595,3 млрд. куб. м, из них 51,9 % приходилось на ОАО "ГАЗПРОМ", который в свою очередь более 90 % своей добычи ведет в Западной Сибири. ОАО "Газпром" разрабатывает 69 месторождений с разведанными запасами 17,3 трлн. куб. м. Только 10 месторождений Западной Сибири содержат запасы газа до 14,0 трлн. куб. м (78 %). Однако, некоторое отставание темпов роста добычи газа в России на фоне возрастающих возможностей экспорта газа в Европу, создает возможность участия наравне с Туркменистаном и Казахстану на основе создаваемых газовых альянсов участвовать в совместных проектах по экспорту газа в Европу.

Одновременно в России усиливается интерес к производству сжиженного газа. Так, на Сахалине начал реализовываться проект завода по производству СПГ мощностью 9 млн. тонн в год и строительство экспортного терминала СПГ в незамерзающем порту Корсаков.

Туркменистан среди стран СНГ занимает второе место по уровню извлекаемых запасов и добыче газа и обладает общими запасами на суше более 3 трлн. куб. м, сконцентрированных в основном в 100 основных газоконденсатных месторождениях. Кроме этого, республика имеет оценочные запасы по шельфу Каспийского моря около 5,5 трлн. куб. м. Такой ресурс газа при сравнительно невысоком внутреннем потреблении дает республике потенциальную возможность экспорта газа на уровне 60-70 млрд. куб. м в год.

Наличие избыточных запасов газа позволяет Туркменистану участвовать в ряде международных проектов по исследованию новых маршрутов экспортных газопроводов газа, как в турецко-европейском, так и в восточно-азиатском направлениях с выходом на рынки таких стран как Пакистан, Индия и Китай. Географическое расположение газосодержащих месторождений Туркменистана и Казахстана и совпадение интересов в рынках сбыта газа создает предпосылки для участия Казахстана в разработке совместных с Туркменистаном экспортных маршрутов.

Узбекистан занимает третье место в СНГ по разведанным ресурсам газа, которые составляют около 3 трлн. куб. м на 52-х разрабатываемых месторождениях. При этом, около 90 % этих запасов сосредоточено на Бухаро-Хивинской территории. Доказанные запасы на начало 2002 года составили 1,87 трлн. куб. м. За последнее десятилетие добыча газа возросла в 1,4 раза и достигла в 1999 году 55,6 млрд. куб. м. Экспертами рассматриваются возможности экспорта узбекского газа только через уже существующую систему магистральных трубопроводов "Средняя Азия-Центр". Также необходимо учитывать и тот факт, что большая часть территории Узбекистана еще недостаточно разведана, в частности это касается Приаральского региона.

Таким образом, при разработке стратегии возможных экспортных маршрутов казахстанского газа как приоритетные могут рассматриваться следующие направления: российско-европейские, туркменско-турецкие и китайско-азиатские маршруты.

2. Цели и задачи Программы

В соответствии с долгосрочной Стратегией развития страны до 2030 года и Индикативным планом социально-экономического развития Республики Казахстан на 2004-2006 годы, а также, одобренной Правительством Республики Казахстан, Концепцией развития газовой отрасли Республики Казахстан до 2015 года предусматривается качественное изменение подходов к вопросам использования имеющихся газовых ресурсов страны. С решением проблем утилизации добываемого попутного газа, как сдерживающего фактора

дальнейшего роста добычи нефти, сфера добычи, переработки и реализации газа должна стать одной из основных базовых отраслей развития экономики страны.

Поэтому главной целью реализации Программы развития газовой отрасли в Республики Казахстан является кратное повышение социально-экономического эффекта от увеличения добычи и рационального использования внутренних ресурсов газа, а также транзитных возможностей газотранспортной системы в интересах более полного обеспечения потребностей внутреннего рынка и дальнейшего увеличения экспортного потенциала страны, что предполагает работу по следующим направлениям:

Обеспечение максимальной утилизации попутно добываемого газа на месторождениях и создание возможностей для дальнейшего наращивания мощностей по добычи нефти и газового конденсата с обеспечением необходимых экологических требований.

Достижение энергетической независимости страны по поставкам электроэнергии, природного и сжиженного газа, а также реализация программы импортозамещения по отдельным видам продукции нефтехимии.

Обеспечение безаварийного и бесперебойного снабжения населения и промышленных предприятий республики природным газом на уровне распределительных сетей с восстановлением ранее сложившихся объемов потребления природного газа и дальнейшего развития рынка газа за счет газификации новых регионов.

Развитие транзитных мощностей газотранспортных магистралей республики для обеспечения возрастающих объемов международного транзита природного газа и более эффективное использование имеющихся активов трубопроводной системы.

Увеличение экспортного потенциала страны по поставкам природного и сжиженного газа, а также сопутствующих компонентов добываемого газа и продуктов глубокой переработки газа.

Увеличение занятости населения и обеспечение газовой отрасли квалифицированным кадровым персоналом.

Для достижения вышеуказанной цели в рамках Программы предполагается реализация ряда конкретных организационно-технических мероприятий и инвестиционных проектов, предусматривающих решение следующих задач:

Наращивание ресурсного потенциала по запасам газа и развитие мощностей по его добыче с разработкой новых газовых и нефтегазовых месторождений с внедрением мероприятий по утилизации попутных газов.

Реконструкция существующих и создание новых мощностей по переработке и утилизации добываемого газа с увеличением объемов выработки сжиженного газа и другой продукции нефтехимии в рамках программы импортозамещения.

Разработка и реализация региональных программ газификации новых территорий и расширение сферы использования газа в коммунальном хозяйстве, в электроэнергетике, в автотранспорте и т.д.

Реализация мер по технической реконструкции объектов газотранспортной системы для обеспечения технической и экологической безопасности при их эксплуатации, а также строительство новых газопроводов и обработка экспортных маршрутов по транспортировке природного газа на внешние рынки.

Пересмотр нормативной базы газовой отрасли, оптимизация организационной структуры субъектов газотранспортной системы и совершенствование системы тарифообразования при транспортировке природного газа.

Обучение, переобучение и создание условий для привлечения специалистов в отрасль.

3. Основные направления и механизм реализации Программы

3.1. Развитие мощностей по добыче и переработке газа

3.1.1. Развитие ресурсного потенциала газовой отрасли

В последние годы при среднем росте добычи газа на 6-8 % ежегодно, по итогам 2003 года увеличение объема добычи составило 24,1 % с достижением общего объема добычи до 14,0 млрд. куб. м, что более чем в два раза превысило уровень добычи газа в 1995 году. Это связано в первую очередь с увеличением объемов добычи углеводородного сырья на Карачаганакском, Тенгизском и Жанажольском месторождениях (таблица 3.1).

При этом необходимо учесть, что в некоторых традиционно нефтяных регионах, например, в Мангистауской области, добыча газа на старых месторождениях постепенно снижается. Однако, на основе анализа программ развития нефтегазовых месторождений и в соответствии с подтвержденными запасами, прогноз по динамике добычи попутного газа на период до 2010 года представлен в основном за счет дальнейшего освоения ряда базовых месторождений.

Планируется, что СП "Тенгизшевройл" в 2005 году приступит к реализации проекта по обратной закачке сырого газа в пластовый коллектор с последующим увеличением объемов газопереработки. Предусматривается, что данный проект будет реализовываться в два этапа со строительством объектов на начальном этапе по закачке очищенного газа. В случае положительных результатов предполагается на втором этапе использовать на закачку сырой газ без предварительной очистки сероводорода.

В середине 2002 года было признано коммерческим открытие в казахстанском секторе Каспийского моря месторождения Кашаган с общими извлекаемыми запасами около 1 трлн. куб. м. Предполагается, что проект

опытно-промышленной разработки месторождения будет включать три этапа, первый из которых предусматривает непосредственно опытно-промышленную разработку, второй и третий - полномасштабную разработку месторождения.

В целом, на первом этапе освоения этого месторождения попутно с нефтью будет добываться до 6 млрд. куб. м газа, а после отладки процесса добычи, разделения нефти и попутного газа, а также решения вопроса транспортировки газа, уровень добычи газа достигнет порядка 24 млрд. куб. м. Извлекаемые запасы нефти на месторождении в значительной мере зависят от уровня обратной закачки газа. Предполагается, что на первом этапе эксплуатации 80 % добываемого газа будет закачиваться обратно в пласт. В качестве оптимального варианта закачки газа в пласт предполагается объем около 3-4 млрд. куб. м. газа в год.

Таблица 3.1 Прогнозный баланс объемов добычи сырого и выработки товарного газа по месторождениям РК на 2004-2010 годы

(млрд . м³)

	! 2003 ! !(ф а к т)!	! 2004 !	! 2005 !	! 2006 !	! 2007 !	! 2008 !	! 2009 !	! 2010 !

1 .	Т е н г и з :							
валовая добыча:	6,83	6,85	6,86	8,31	12,73	12,82	12,63	14,16
1 . 1 .	З а к а ч к а							
в	п л а с т				с ы р о г о			
газа	0,00	0,00	1,20	1,30	2,20	2,20	2,20	2,90
1 . 2 .	В ы р а б о т к а							
тов. газа	4,48	4,60	4,70	5,00	7,40	7,50	6,80	6,40
2 .	О А О							
" У з е н ь м у н а й г а з "								
Всего добыча:	1,16	1,10	1,10	1,00	1,00	0,90	0,90	0,80
2 . 1 .	В ы р а б о т к а							
т о в а р н о г о	г а з а							
(КазГПЗ)	0,94	0,94	0,94	0,85	0,85	0,77	0,77	0,68
3 .	" К а ш а г а н "							
всего добыча	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,80	7,00	11,50
3.1. Возможный	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,40	6,10
о б ь е м	з а к а ч к и							
в	п л а с т				с . г .			

3 . 2 .	В о з м о ж н ы й							
о б ъ е м	т о в а р н о г о							
газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	3,16	4,09
4 .	" Т е н г е " ,							
всего добыча:	0,06	0,06	0,06	0,06	0,08	0,10	0,15	0,20
4 . 1 .	В ы р а б о т к а							
товарного газа	0,06	0,05	0,05	0,05	0,07	0,09	0,13	0,17
5 . " К а р а ч а г а н а к " ,								
всего добыча:	5,78	11,80	13,90	13,90	14,80	18,00	19,30	20,50
5 . 1 .	з а к а ч к а							
в	п л а с т				с ы р о г о			
газа	0,18	4,20	6,60	6,60	6,60	7,60	7,80	8,60
5 . 2 .	т о в а р н ы й							
газ	5,10	7,20	6,50	6,30	7,20	9,40	10,50	10,90
6. Толкын	0,50	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,69	0,61
6 . 1 .	в ы р а б о т к а							
товарного газа	0,50	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,68	0,60
7 .	" Ч и н а р е в с к . "							
и	" Т е п л . -							
Т о к а р е в с к . " ,								
всего добыча	0,00	0,10	0,10	0,20	0,30	0,50	1,00	1,50
7 . 1 .	в ы р а б о т к а							
товарного газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,80	1,20
8 .	Ж а н а ж о л ,							
в с е г о	в а л о в а я							
добыча:	1,41	1,20	1,40	1,70	2,30	2,50	3,00	3,40
8 . 1 .	В ы р а б о т к а							
товарного газа	0,92	0,60	1,00	1,20	1,30	1,40	1,30	1,30
9 .	А л и б е к м о л а -							
К о ж а с а й	и							
У р и х т а у ,								
всего добыча:	0,00	0,13	0,60	0,60	0,60	0,64	2,30	2,60
9 . 1 .	З а к а ч к а							
в	п л а с т							
сырого газа*	0,00	0,13	0,60	0,60	0,60	0,64	0,60	0,60
9 . 2 .	В ы р а б о т к а							
товарного газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,70	2,00	
1 0 .	А м а н г е л ь д ы ,							
в с е г о	в а л о в а я							

добыча:	0,02	0,30	0,50	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
1 0 . 1 .	Т о в а р н ы й							
газ	0,02	0,30	0,43	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
1 1 .	М е с т о -							
р о ж д е н и я	Ю ж н о -							
Т у р г а й с к о й								
впадины	0,87	0,90	1,10	1,00	0,85	0,75	0,65	0,60
1 1 . 1 .	Т о в а р н ы й							
г а з								
в Кызылорду	0,00	0,00	0,15	0,30	0,30	0,25	0,22	0,20
1 2 .	П р о ч и е							
м е с т о р о ж д е н и я								
(С Н и П	и							
сжигание)	0,57	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90
И т о г о	о б ъ е м							
сырого газа	17,20	23,77	27,00	28,90	34,84	40,24	49,17	57,47
И т о г о								
в ы р а б о т к а								
т о в а р н о г о								
газа	12,02	14,41	14,48	15,02	18,43	21,58	26,65	28,14
И т о г о								
т е х н о л о г и -								
ч е с к и е	н у ж д ы							
и потери**	5,00	5,43	5,82	6,38	8,01	8,22	10,52	12,13

* - Предусматривается обратная закачка на месторождении Кожасай.

** - Объем газа на СНИП переработке колеблется от 15 до 25% в зависимости от состава добываемого газа.

Частичным решением региональной программы по обеспечению ресурсами газа в южном регионе является реализация в 2003 году проекта разработки первого из Жамбылской группы газовых месторождений Амангельдинского газового месторождения, с плановой годовой добычей около 700 млн. куб. м. С учетом выявленных запасов (утвержденные геологические запасы - более 25 млрд. куб. м газа) месторождение имеет перспективы роста объемов газодобычи в ближайшие 20 лет до 1 млрд. куб. м в год.

Успешная реализация этого проекта позволит покрыть до 30% сложившегося баланса потребления газа в южном регионе Республики Казахстан и значительно снизить зависимость республики от импорта узбекского газа. Проект, с общей сметной стоимостью порядка 146 млн. долларов США, имеющий больше

социальную значимость, реализуется при финансовой поддержке государства.²

В интересах достижения полной энергетической независимости южных областей Республики Казахстан по природному газу, стратегическое значение может иметь завершение работ по разведке территорий Северного Приаралья, где по экспертной оценке перспективные ресурсы свободного газа могут составить более 300 млрд. куб. м. с возможной ежегодной добычей до 4 млрд. куб. м.

Остаточные извлекаемые запасы попутных и свободных газов по разрабатываемым месторождениям Южно-Тургайской впадины Арыскупского прогиба составляют 15,6 млрд. куб. м, а по перспективным месторождениям (Арыскуп, Коныс и Бектас), находящимся на стадии разведки и подготовки к эксплуатации, составляют 18,7 млрд. куб. м. Реализация проекта по утилизации добываемого попутного газа с этих месторождений будет иметь важное социально-экономическое значение для региона Кызылординской области. Предполагается, что очищенный попутный газ с месторождений будет поставляться в г. Кызылорду в объеме до 250-300 млн. куб. м для выработки электроэнергии на местной ТЭЦ после ее реконструкции, а также для частичного газоснабжения областного центра.³ Кроме этого, предполагается направлять на выработку электроэнергии непосредственно на месторождениях для собственных нужд до 150 млн. куб. м газа.

В ближайшей перспективе имеются реальные возможности по обеспечению потребности в природном газе всей Актюбинской области за счет увеличения добычи нефти, а значит и газа, прежде всего, на нефтегазоконденсатном месторождении Жанажол с извлекаемыми запасами по нефти - 96,3 млн. тонн, по конденсату - 26,5 млн. тонн и растворенного газа - 132,6 млрд. куб. м. Оператор месторождения "СNPC-Актобемунайгаз" планирует к 2005 году увеличить объем газодобычи до уровня более чем 3 млрд. куб. м.

Газонефтеконденсатное месторождение Урихтау, расположенное в непосредственной близости от разрабатываемого месторождения Жанажол, является более газосодержащим месторождением и имеет запасы свободного газа около 40,0 млрд. куб. м. Общая стоимость проекта по разработке месторождения предполагает привлечение инвестиционных средств, что может составить около 250 млн. долларов США.

² План развития ЗАО "Национальная компания "КазМунайГаз" на 2003-2005 годы, утвержден решением Правления ЗАО "КазМунайГаз", протокол N 29 от 12.09.2002 г.

³ Проект утилизации попутного газа месторождений Южно-Тургайской

Нефтегазоконденсатные месторождения Алибекмола и Кожасай разрабатываются совместным предприятием, образованным ЗАО "КазМунайГаз" и компанией "Нельсон Ресурс" - АО "Казахойл-Актобе". Запасы газа по этим месторождениям составляют соответственно 5,9 и 6,8 млрд. куб. м. Общая стоимость разработки месторождений составляет около 500 млн. долларов США.

Чинаревское месторождение, разрабатываемое АО "Жаикмунай", расположено на территории Западно-Казахстанской области Республики Казахстан, его доказанные запасы оцениваются в 17,7 млрд. куб. м. Тепловско-Токаревская группа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений с общей суммой доказанных запасов 24,9 млрд. куб. м, разрабатывается совместным предприятием ТОО "СП Степной Леопард".

Рисунок 3.1 Динамика добычи попутного газа с его использованием на собственные нужды и выработкой товарного газа до 2010 года
(См. бумажный вариант)

Карагандинский угольный бассейн также представляет интерес, исходя из опыта добычи метана из газонасыщенных угольных пластов в других странах, для обеспечения местных потребителей газом метаном. Предполагается, что по данному бассейну имеются промышленные запасы метана. При этом, решение вопросов дегазации и утилизации метана при разработке угольных месторождений в первую очередь является мерой по обеспечению безопасности работ и выполнению экологических требований. Так, если в 1992 году эмиссия метана в атмосферу составила около одного млрд. куб. м, то согласно целевой Программы утилизации и дегазации метана, подготовленной ОАО "Испат-Кармет", предполагается сократить эти выбросы к 2008 году до 200 млн.куб.м и, более того, получить годовой экономический эффект около 440 тыс. долларов США.

По оценкам ученых и геологов, ресурсы метана угольных месторождений в Центральном Казахстане составляют 1,1-1,4 трлн. куб. метров, в том числе Карагандинского бассейна около 550 млрд. куб. метров. Перспективным направлением его утилизации является производство электроэнергии. Проект реализации промышленного освоения шахтного метана может быть осуществлен в два этапа с общей стоимостью около 170 млн. долл. США.

Таким образом, реализация вышеуказанных проектов позволит создать реальные возможности для обеспечения энергетической независимости и

покрытия внутренних потребностей страны в газе за счет собственных ресурсов добываемого и вырабатываемого товарного газа, а также значительно увеличить экспортный потенциал страны по поставкам природного газа (рисунок 3.1.)

⁴ РГП Национальный центр по комплексной переработке минерального сырья РК "Отходы: пути оптимизации и предотвращения". (Материалы семинара). - А., 2002 г.

3.1.2. Развитие газоперерабатывающих мощностей

Дальнейшее развитие газовой отрасли связано, прежде всего, с развитием газоперерабатывающих мощностей на фоне все более возрастающих промышленных объемов попутно добываемого газа. При этом решается двудеянная задача, а именно: максимальное получение экономических выгод за счет увеличения объемов выработки товарного газа с одной стороны и с другой снижение экологической нагрузки на окружающую среду за счет более полной утилизации свободно сжигаемого газа. В этих целях Программой предусматривается реализация ряда проектов по организации переработки добываемого газа на месторождениях и подачи товарного газа в магистральные газопроводы для последующей реализации, а также строительство компактных установок по подготовке и очистке попутного газа.

Предполагается, что к 2010 году общее увеличение мощности переработки газа за счет реконструкций и нового строительства объектов переработки газа составит около 28 млрд. куб.м в год. В свою очередь это позволит не только предотвратить сложившуюся в последние годы тенденцию роста свободного сжигания газа на факелах до 3 млрд. куб. м в год, но в первую очередь, ликвидировать сжигание попутного газа, содержащего сернистые соединения на месторождениях Западного Казахстана, тем самым, сокращая выбросы десятков тысяч тонн ядовитых веществ.

Реализация Газового проекта на Карачаганакском месторождении

Дальнейшее увеличение объемов добычи газоконденсата с вводом в эксплуатацию Карачаганакского перерабатывающего комплекса по переработке конденсата (КПК) и вводом нефтепровода "Карачаганак-Атырау" влечет за собой и увеличение добычи попутного газа. Все это предопределяет необходимость реализации следующего этапа Соглашения о разделе продукции (СРП) с оператором месторождения. Следующим этапом так называемого "Газового проекта", предусматривается строительство Карачаганакского газоперерабатывающего завода (КГПЗ). Строительство КГПЗ планируется в два этапа с наращиванием мощности переработки до 5,0 и затем до 10,0 млрд. куб.м переработки сырого газа в год и строительством экспортного газопровода для

транспортировки очищенного газа.

При этом, казахстанская сторона, в целях ускорения реализации "Газового проекта", ведет разработку технико-экономического обоснования КГПЗ для оценки инвестиционной привлекательности проекта. Дело в том, что по условиям действующего Соглашения инвесторы месторождения принимают на себя обязательство по финансированию только до 40 % от требуемой стоимости "Газового проекта", тогда как оценочная стоимость всего проекта составляет более одного млрд. долларов США (таблица 3.2).

Таблица 3.2 Расширение существующих и строительство новых ГПЗ и Установок по комплексной подготовке газа (УКПГ) в перспективе до 2010 года

Наименование Газоперера- батывающего комплекса	Ожидаемый срок в эксплуа- тацию	Мощности по переработке в год ввода !----- ! Природного! ! газа ! тыс.тонн ! Млрд. м ³	Сжижен.газа! !сопутствующая ! продукция	Другая
С т р о и т е л ь с т в о				
Ж Г П З	Н	З	с	
в о з м о ж н .		п е р е р а б .	м е с т о р о ж д .	
г а з а	с			
А л и б е к м о л а ,				
Кожасай, Урихтау	2005	4,0	100,0	Сера
Т е н г и з с к и й				
(Второе поколение)	2005	14,1	1170	нет
Карачаганский ГПЗ				Конденсат-
(Газовый проект	2007 - 1 этап			50,0 т.т
в 2 этапа)	2010 - 1 этап	5,0	300,0	Сера
Кашаганский ГПЗ				Конденсат-
(первая очередь)	2008	3,0	500,0	100,0 т.т
				Сера
УКПГ на место-				20,0
рождении			(на 2-ом	Конденсат-
Амангельды	2005	0,7	этапе) 20 т.т.	

УКПГ на место-					0,2 на
рождениях					Кумколе
Кумколь и			0,2 на		Конденсат -
Акшабулак	2004	Акшабулак	50,0	40 т.т.	
УКПГ для					Конденсат -
Чинаревского					1 т.т.
месторождения	2008		0,2		20,0
					Сера -
			0,6 т.т.		
У К П Г		д л я			О П Э
Т е п л о в о -					
Т о к а р е в с к о г о					
месторождения	2008		0,6		40
					Сера

Итого:	до 2010 года		28	2200	Конденсат-211,0

Расширение Жанажольского газоперерабатывающего завода

В 2003 году ОАО "СНПС-Актобемунайгаз" осуществил пуск 2-го ГПЗ. Ежегодная мощность завода составляет 2 млн. тонн нефти и 1,4 млрд. куб. м природного газа, а также получения 48 тыс. тонн серы в год, что позволит увеличить уровень утилизации добываемого попутного газа до 80 %. Благодаря дополнительным установкам появилась возможность ежегодно получать до 60 тыс. тонн сжиженного газа. Даже с учетом того, что часть газа после ЖГПЗ будет использоваться для выработки электроэнергии на ГТУ и на собственные нужды (всего около 500 млн. куб. м в год), оставшийся объем практически покрывает региональные потребности в природном газе.

Для дальнейшего увеличения объемов добычи нефти на месторождении, что повлечет также и увеличение добычи газа в объеме до 2,4 млрд. куб. м, в 2004 году планируется начать строительство ГПЗ N 3 с мощностью переработки до 2,0 млрд. куб. м и соединительного газопровода (160 км) до газомагистрали " Бухара-Урал", что обеспечит полную утилизацию добываемого газа. Такое развитие проекта позволяет в перспективе при разрешении взаимных интересов осуществить поставку на переработку газа с близлежащих месторождений Алибекмола, Кожасай и Урихтау, где суммарная добыча газа может составить к 2010 году до 1,2 млрд. куб. м в год.

Развитие проектов по сжижению природного газа

Представляется перспективным проект увеличения производства сжиженного газа в Актыбинской области, предложенный компанией ЗАО "KazTransGas LNG" , которая в настоящее время эксплуатирует Актыбинский пункт очистки и сжижения природного газа - метана (АПОСГ). Новая технология разделения газа

по фракциям с применением "Эффекта Ранка-Хилша", основанная на принципе встречных вихревых потоков газа, позволяет на компактном оборудовании с использованием энергии избыточного давления добиться сжижения метана при сравнительно малых затратах.

Несмотря на получение первой партии сжиженного метана, отсутствие инфраструктуры для хранения и транспортировки пока сдерживает дальнейшее развитие проекта. Однако, достигнутый за последнее десятилетие технический прогресс в разработке технологии получения и транспорта СПГ уже позволил снизить себестоимость его получения с 350 долларов США за одну тонну в 1980-х годах до 200 долларов США в настоящее время, а также уменьшить затраты на производство танкеров-метановозов в 1,7 раза.

Одновременно вышеуказанная установка является эффективной для дополнительного извлечения пропан-бутановой фракции из потока газа, прошедшего первичную очистку на ГПЗ, а также производить доочистку газа от сернистых соединений.

Расширение мощностей Тенгизского ГПЗ

СП "Тенгизшевройл" с 2005 года предусматривает реализацию новых проектов для увеличения добычи нефти на месторождении с 13 до 20-23 млн. тонн, что повлечет за собой и рост добычи попутного газа к 2010 году до 14 млрд . куб. метров в год. Дополнительное финансирование строительства объектов второго поколения, а именно: нефтегазоперерабатывающего завода, установок по обратной закачке газа мощностью до 2 млрд. куб. м. в год и нового соединительного газопровода до магистрального газопровода "Средняя Азия - Центр" составит около 3 млрд. долл. США.

Строительство Кашаганского ГПЗ

Международный консорциум "Аджип ККО", ведущий разведочные работы на Каспийском шельфе на структуре Кашаган, планирует с 2008 года начать добычу углеводородов на этом месторождении, что предполагает и необходимость начала строительства ГПЗ. При этом предполагается, что завод будет ежегодно перерабатывать до 3,0 млрд. куб. м попутного газа с выработкой до 500 тыс. тонн сжиженного газа.

С троительство установок по переработке газа на Теплово-Токаревском и Чинаревском месторождениях

В Западно-Казахстанской области, в связи с проводимой интенсивной разработкой малых и средних нефтегазоконденсатных месторождений предполагается строительство установок по комплексной подготовке добываемого попутного газа, в частности, на вышеуказанных месторождениях. При этом, использование новых разработок российских и украинских институтов позволяет при кратно меньших капитальных вложениях на данных установках

уже на этапе опытно-промышленной эксплуатации производить очистку газа от сернистых соединений. Разработка этих месторождений позволит получить к 2010 году до 1,2 млрд. куб. м товарного газа в год с выработкой до 20 тыс. тонн сжиженного газа, что вполне покрывает все местные потребности в газе без подачи его с Карачаганакского месторождения.

Строительство установок по переработке газа на месторождениях Южно-Тургайской нефтеносной впадины

В 2004 году оператор Кумкольского месторождения ОАО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" планирует завершить строительство установки по комплексной подготовке газа и газотурбинной установки мощностью 55 МВт в рамках проекта утилизации попутного газа. Реализация проекта позволит компании покрыть потребность в собственных нуждах в электроэнергии с реализацией большей части вырабатываемой электроэнергии внешним потребителям и получать сжиженный газ. Планируется, что аналогичная установка будет введена в эксплуатацию в 2004 году компанией "КазГерМунай" на месторождении "Акшабулак".

Таким образом, расширение газоперерабатывающих мощностей позволит не только покрыть потребности значительной части региональных потребностей республики в природном газе, но и довести к 2010 году ежегодный уровень выработки сжиженного газа в Республике Казахстан с учетом ввода новых мощностей до уровня 3,6 млн. тонн (таблица 3.3).

Таблица 3.3 Перспективный баланс производства и потребления, экспорта и импорта сжиженного газа до 2010 года

(т ы с . т .)

Производительность сжиженного газа	Фактический баланс						Прогноз	
	1995	2003	2004	2006	2008	2010		
Производство								
всего	403	1040,5	1150	2370	3280	3620		
1. Сущестующие мощности	403	1040,5	1100	1200	1250	1290		
1.1 Атырауский НПЗ*	13	3	20	100	120	160		
1.2 Павлодарский НПЗ*	130	115,6	120	100	130	130		
1.3 Шымкентский НПЗ*	60	136,4	140	140	140	140		
1.4 Казахский ГПЗ	130	77,3	80	90	80	80		
1.5 Тенгизский ГПЗ	70	708,2	720	720	720	720		

1.6 Актюбинское ПОСГ*	-	-	20	50	60	60		
2. Новые мощности**	-		-		50	1170	2030	2330
Импорт	133,2	90	90	80	70	60		
					В н у т р е н н е е			
потребление		534,4		430	450	1250	1250	1280
Экспорт		1,8		700,5	790	1200	2100	2400

* - увеличение производства на данных заводах ожидается за счет их полной и модернизации

** - См. таблицу 3.2

Одновременно в результате реализации предполагаемых мер по реконструкции существующих и введением в действие новых газоперерабатывающих комплексов ожидается, что доля свободного сжигания попутного газа на месторождениях по республике снизятся с 21,9 в 2003 году до 5,0 процентов в 2010 году.

3.2 Перспектива внутреннего рынка природного и сжиженного газа

3.2.1. Региональные программы газификации и развитие внутреннего рынка потребления газа

Для сложившейся в Республике Казахстан схемы газоснабжения характерно, и является актуальным, централизованное управление системой транспортировки и поставок природного газа. Однако дальнейшее развитие внутреннего рынка как природного, так и сжиженного газа во многом зависит от скоординированных совместных действий газодобывающих и газотранспортных организаций, а также местных органов на региональном уровне (таблица 3.4).

Таблица 3.4. Показатели по развитию газоснабжения по областям РК

Области	Протяженность существующих региональных газопроводных сетей (км)	Прогнозные показатели развития газоснабжения в 2004-2006 гг.	Предполагаемое развитие газоснабжения (млн.тенге)	Возможные источники финансирования (млн.тенге)
		Строительство газопроводов	Количество новых потребителей	Бюджетных средств

!	!	!	!	!	!	!	!	!	!
!	!(км)	!	!	!	!	!	!	!	! в у ю -
!	!-----!	!-----!	!	!	!	!	!	!	! щих
!	!2004-!	!2007-!	!к 2010	! году!	!	!	!	!	! субь-
!	!2006	!2010	!	!	!	!	!	!	! ек-
!	!	!	!	!	!	!	!	!	! т о в

Актюбинская	14089	191	411	50800	1803	6227	8030	-	
Алматинская	23206	30	129	15890	283	523	70	736	
Атырауская	1186	578	1380	4900	5500	14500	19786	214	
Жамбылская	2425	Реконструкция		-	597	-	-	597	
З а п а д н о -									
К а з а х с т а н -									
ская	2000	180	920	42600	1235	3705	2560	2380	
Костанайская	2025	43	350	3000	172	753	40	885	
К ы з ы л -									
Ординская	400	401	-	-	7161	-	5301	1860	
Мангистауская	1574	82	212	5350	302	196	497	-	
С е в е р о -									
Казахстанская	80	-	-	-	-	-	-	-	
Ю ж н о -									
К а з а х с т а н -									
ская	3086	102	ция	356000	544	96	401	239	Р е к о н -
г. Алматы	25434	-	147	1200	218	545	-	764	
Итого	75505	1607	3549	480337	17218	26545	37282	7078	

Примечание: Таблица составлена на основе исходных и прогнозных данных от акиматов областей.

В последние годы, в условиях кризисного состояния экономики и структурных преобразований в газотранспортной системе, работы по развитию газификации и обновлению существующих региональных газораспределительных сетей практически не производились. В областях остались не реализованными прошлые директивные планы строительства новых газопроводов протяженностью более 5 тыс. км с разработанной в основном на бюджетные средства проектно-сметной документацией.

Более активная в этом направлении работа проводится в западных областях республики, где с участием местного бюджета и привлечением инвесторов ведется расширение сети газопроводов, подключение новых потребителей природного газа, увеличивается количество заправочных станций сжиженного

газа. Как правило, эта работа ведется на основе разрабатываемых программ газификации и улучшения газоснабжения регионов. Подобные программы, которые, к примеру, широко практикуются в Российской Федерации, как правило, включают следующие основные направления региональной политики с решением следующих конкретных задач:

содействие в разработке и ускоренном освоении имеющихся на территории газовых ресурсов с утилизацией сжигаемого попутного газа, развитие малых газоперерабатывающих мощностей и газовой электроэнергетики;

развитие местных сетей газопроводов с газификацией населенных пунктов, применение новых технологий и материалов для реконструкции существующих газопроводов;

транзитная загрузка существующих газопроводов-отводов, более полное удовлетворение потребностей населения в поставках природного и сжиженного газа с увеличением их использования в автотранспорте, в коммунально-бытовом секторе;

мобилизация возможных источников финансирования, координация интересов хозяйствующих субъектов и действий местных органов, недропользователей и оператора магистральных газопроводов.

Все более заметную роль играет дочерняя компания ЗАО "КазТрансГаз" по оптовой поставке газа ЗАО "КазТрансГаз Дистрибьюшн", которая, имея возможность для скоординированных действий, практически восстанавливает утраченный рынок природного газа на юге республики и в других областях с ожидаемым объемом продаж газа в 2003 году до 2,9 млрд. куб. м против 2,2 млрд. куб. м по итогам 2002 года. Все это доказывает эффективность работы в системе газораспределения крупной компании при условии поддержки со стороны оператора магистральных газопроводов, когда объединение усилий в условиях естественной монополии системы позволяет успешнее достигать единых целей при государственной поддержке и регулировании по развитию внутреннего рынка потребления газа.

Однако до сих пор, несмотря на принимаемые со стороны ЗАО "КазТрансГаз Дистрибьюшн" меры по внедрению новых методов работы с целью улучшения платежей, эта проблема остается нерешенной, что сдерживает дальнейшее развитие рынка газа. Решение этого вопроса может быть обеспечено только совместными действиями поставщика газа, его транспортировщика и местных органов. К примеру, дебиторская задолженность лишь топливно-энергетических компаний республики за поставленный газ и за услуги по транзиту газа по итогам 2002 года превысила 2,6 млрд. тенге.

Таким образом, особенности функционирования газотранспортной системы и перспективы ее развития предполагают необходимость проведения комплекса

мер по развитию ресурсной базы для производства природного и сжиженного газа, дальнейшей газификации регионов, развития рынка природного и сжиженного газа на основе создания экономических, организационных и правовых условий со стороны всех субъектов газовой системы и местных органов.

Газоснабжение Западно-Казахстанской области

На территории области находится крупнейшее нефтегазоконденсатное Карачаганакское месторождение (НГКМ) с достигнутым годовым объемом добычи газа - 5,8 млрд. куб. м. С вводом к 2004 году в промышленную эксплуатацию газовых месторождений - Чинаревского и Тепловско-Токаревской группы газоконденсатных месторождений, а также строительством новых мощностей по переработке газа (Карачаганакского ГПЗ) объем добычи газа к 2010 году в области возрастет до 20,0 млрд. куб. м в год. С учетом обратной закачки газа и использования газа на собственные нужды объем товарного газа к 2010 году может составить около 11,0 млрд. куб. м.

Проходящие по территории области транзитные магистральные газопроводы (МГ) "Средняя Азия - Центр", "Союз" и "Оренбург-Новопсков" создают благоприятную ситуацию по развитию газоснабжения области. В результате область на сегодня является одной из наиболее газифицированных (42 %). Сохранение цен на оптовые поставки газа (18-21 долларов США за 1 тыс. куб. м) в период спада и кризисных явлений в экономике позволило области сдержать резкое падение потребления газа, как это произошло в других регионах.

Согласно разработанной в области Программе газоснабжения предполагается, что в период до 2010 года рост газопотребления будет происходить за счет увеличения спроса на газ со стороны промышленности и использования его в качестве базового топлива на электростанциях (до 90 % поставок электроэнергии осуществляется из России). С учетом этого и ожидаемого увеличения использования газа в котельных и на транспорте предполагается увеличение потребления газа в области до 1000 млн. куб. м в год.

Газоснабжение Атырауской и Мангистауской областей

Газовую промышленность региона представляют такие крупные компании, добывающие попутный газ, как ТОО "Тенгизшевройл", "Мангистаумунайгаз", АО "Узеньмунайгаз", "Эмбамунайгаз". В регионе из 84 нефтегазовых месторождений пока разрабатываются компаниями чуть больше половины. Среди них известные месторождения - Тенгизское, Королевское, Имашевское (Атырауская область); Узень, Жетыбай, Каламкас (Мангистауская область).

Энергоснабжение областей преимущественно базируется на использовании природного и сжиженного газа, где также по известным причинам отмечалось

падение потребления газа в прошлом периоде. К примеру, анализ показал, что для Атырауской области была свойственна зависимость, когда увеличение тарифов на 10 % приводило к снижению потребления на 3,6 %. Поэтому в последние годы политика снижения цен на газ и поставка его по себестоимости со стороны СП "Тенгизшевройл" по цене 12 долларов США привели к стабилизации и росту потребления газа. В Мангистауской области основным поставщиком газа АО "Узеньмунайгаз" имеет возможность осуществлять поставку газа по цене 30 долларов США за 1 тыс. куб. м, что значительно ниже, чем в южных и северных областях страны.

Хотя благоприятным условием для газификации территорий этих двух областей является наличие проходящих по их территориям крупных магистральных газопроводов "Средняя Азия - Центр" и "Макад - Северный Кавказ", сеть газопроводов по областям развита слабо и газифицированы только поселки, находящиеся в непосредственной близости от магистральных газопроводов. Так, по Атырауской области газифицированы населенные пункты с численностью составляющей 50 % ее населения. Принятые планы газификации на период 2003-2010 годы предусматривают выделение 20,0 млрд. тенге на строительство новых газопроводов с протяженностью около 2,0 тыс. км. Около 300 км газопроводов предполагается построить в Мангистауской области. С началом освоения месторождений Каспийского шельфа создаются более благоприятные условия для завершения газификации областей.

Исходя из того, что если потребление газа по итогам 2003 года в Атырауской области составляло около 638,1 млн. куб. м, а в Мангистауской - 1289,0 млн. куб. м в год, то с учетом ожидаемого расширения мощности Атырауской ТЭЦ на 70 МВт, восстановлением работы нефтехимических комплексов и промышленного развития региона, а также в связи с активно проводимой работой по газификации регионов к 2010 году потребление газа прогнозируется в Атырауской области на уровне 2,0 млрд. куб. м, а в Мангистауской - около 6,0 млрд. куб. м. (Для справки : потребление газа в 1992 году по областям составляло соответственно - 0,4 и 2,2 млрд. куб. м).

Газоснабжение Актюбинской области

На базе имеющихся значительных запасов минерально-сырьевой базы разработан проект Программы газификации области. В настоящее время почти половина потребности области в газе покрывается за счет поставок с Жанажольского месторождения (нефтегазовая компания "СНПС-Актобемунайгаз"). Однако, в ближайшие годы крупным поставщиком газа может стать компания "Казахойл-Актобе" (месторождения Алибекмола и Кожасай) и важным этапом, когда регион станет экспортером газа, является разработка Урихтауского газоконденсатного месторождения.

С вводом в эксплуатацию второй очереди Жанажольского ГПЗ мощностью до 1,4 млрд. куб.м в год и строительством нового Жанажольского ГПЗ, а также завода на месторождениях "Алибекмола" и "Кожасай" будет полностью решена проблема обеспечения потребностей региона собственными ресурсами с отказом от импорта узбекского газа с ценой 40-42 долларов США.

Существующая сеть газовых магистралей, к примеру, газопровод "Бухара-Урал", "Жанажол-Актобе" уже позволила газифицировать 38 населенных пунктов и городов с общей численностью около 380 тыс. человек (58 % от общей численности населения области). В перспективе по плану газификации области предусматривается строительство еще четырех газопроводов высокого давления: "Актобе-Мартук" (72 км с подачей газа в 17 населенных пунктов), "Актобе-Байганин" (70 км), "Актобе-Новоалексеевка" (110 км) с общим объемом инвестиций в сумме до 5,5 млрд. тенге.

Актюбинская область является электродефицитным регионом, где до 25 % потребности покрывается за счет поставок из России. На фоне дальнейшего повышения спроса в регионе на электрическую энергию планируется расширение существующих и строительство новых генерирующих мощностей на газе, к примеру, строительство электростанции на месторождении "Жанажол" мощностью 48 МВт. Также ведется проработка проекта строительства ТЭС в городе Актюбинске мощностью 570 МВт.

В целом, область на фоне принимаемых мер по газификации, имея положительную динамику роста промышленного производства и поступлений налогов в местный бюджет, где среднемесячная зарплата превышает республиканский уровень на 18,7 %, обладает достаточным потенциалом для расширения рынка потребления газа.

Таким образом, при ежегодном увеличении денежных доходов населения более чем на 4 % и развитием промышленности при складывающейся тенденции роста потребления газа по области на 3-7 % к 2010 году можно ожидать увеличения объема потребления газа в области на уровне 1,8 млрд. куб. м.

Газоснабжение Южных областей республики

Одной из актуальных проблем в республике на текущий период остается обеспечение стабильного газоснабжения южных областей, где поставки природного газа традиционно осуществляются из Узбекистана. Сложившаяся зависимость южного региона от условий поставок импортируемого газа с ценой 40 и более долларов США на условиях предоплаты, а также ситуация с высокими ценами в период переходной экономики (80-84 долларов США). Свое негативное влияние оказали и издержки со структурными реорганизациями в газовых хозяйствах в период приватизации. Все это привело к тому, что в южном регионе уровень потребления газа сократился с 5,3 в 1992 году до 1,7 млрд. куб. м в 2003

г о д у .

Незначительное повышение уровня потребления в последние два года не решает проблему восстановления прежнего объема потребления газа. Этому не способствуют и сохраняющиеся, достаточно высокие, цены на импортируемый узбекский газ при сравнительно низких доходах населения региона.

Поэтому, наряду с проводимыми работами по реконструкции газового хозяйства, (ЗАО "КазТрансГаз" через свою дочернюю компанию инвестировал в Южно-Казахстанскую область на эти цели около 5 млн. долларов США, в том числе, на строительство газопровода от поселка Кайнар до станции Бадам - 12 км). Принципиальным решением для увеличения поставок природного газа в южные области должно стать снижение цен на поставляемый газ и проработка альтернативных вариантов газоснабжения. Поэтому согласно решения Правительства Республики Казахстан ввод в эксплуатацию Амангельдинского газового месторождения в Жамбылской области является важным этапом в стабилизации газоснабжения южных областей. Что позволит почти на 30 % обеспечить потребности региона (около 600 млн. куб. м газа) за счет собственных ресурсов.

Вторым перспективным направлением решения проблемы газообеспечения южных областей может быть завершение разведки на перспективных территориях Северного Арала, где по оценке экспертов из Института геологии АН Республики Казахстан и геофизических компаний прогнозные запасы свободного газа составляют около 300,0 млрд. куб. метров. Строительство в перспективе соединительного магистрального газопровода от МГ "Бухара-Урал" до МГ "Шымкент-Алматы" позволит газифицировать депрессивные районы Кызылординской области, а также соединить с единой газотранспортной системой республики планируемый газопровод "Кумколь-Кызылорда".

Поэтому главными вопросами в реализации проекта альтернативного газоснабжения южного региона остаются:

ускоренное освоение Амангельдинского месторождения и проведение технико-экономического обоснования по разработке других месторождений газа на территории Жамбылской и Южно-Казахстанской областей;

завершение геологоразведочных работ на территории Северного Приаралья и повторного рассмотрения проекта строительства внутреннего газопровода "Шалкар-Шымкент" с учетом исследований по поставкам газа в Китай;

отработки с газовыми компаниями соседних стран по обеспечению поставок газа в южный регион с использованием схемы замещения.

Принятие комплексных мер по стабилизации газоснабжения южных областей Республики Казахстан должно быть направлено, в первую очередь, на приближение к прежним уровням потребления газа, в частности, по

Южно-Казахстанской области до уровня 800 млн. куб. м., Жамбылской - 1000 млн. куб. м, по г. Алматы и Алматинской области - 950 млн. куб. м.

Газоснабжение Кызылординской области

Кызылординская область, располагая достаточными ресурсами попутно добываемого газа на месторождениях Южно-Тургайского прогиба, в то же время, приобретает сжиженный газ для населения из других регионов по завышенным ценам, и испытывает острый дефицит в обеспечении энергоресурсами потребителей области. Комплексное решение этих вопросов, в соответствии с принятыми решениями Правительства Республики Казахстан, предполагается за счет более полной утилизации попутных газов, извлекаемых на действующих нефтегазовых месторождениях, где ежегодно в ущерб экологии региона сжигается на факелах до 700 млн. куб. метров попутного газа.

Компании ОАО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", "Тургай-Петролеум" и СП "КазГерМунай" до конца 2004 года должны завершить работы по строительству комплексных установок по переработке газа и газопровод до г. Кызылорды с мощностью транзита до 250 млн. куб. м газа в год. Другие предприятия СП "Куатамлонмунай", ЗАО "КОР" и ТОО "Ай Дан" также ведут геологоразведочные работы на месторождениях, имеющих запасы попутных газов. Суммарные запасы газа по вышеуказанным месторождениям составляют около 15 млрд. куб. м, а с учетом перспективных территорий, находящихся на стадии разведки, запасы газа по данному региону составляют около 40 млрд. куб. м

Проект утилизации и использования попутных газов нефтяных месторождений Южно-Тургайского прогиба предполагает: ⁵

строительство на каждом из месторождений, где производится добыча попутного газа, системы сбора этого газа и монтаж установок по выработке сухого и сжиженного газа в объеме до 50 тыс. тонн в год;

строительство магистрального газопровода Акшабулак-Кызылорда, протяженностью 124 км для поставки очищенного газа, прежде всего, для нужд теплоснабжения города, с подачей с 2004 года в объемах от 150 млн. куб. метров с увеличением до 300 млн. куб. м. к 2006 году;

строительство газотурбинной установки (ГТУ) мощностью 55 МВт и стоимостью 30,3 млн. долларов США на месторождении Южный Кумколь при финансировании ОАО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" (в настоящее время введена в эксплуатацию);

реконструкция и перевод ТЭЦ и городских котельных на сжигание природного газа для выработки дешевой электрической и тепловой энергии с

частичной газификацией жилого сектора г. Кызылорды.

⁵ . Генеральное соглашение "Комплексное использование попутных газов нефтяных и газовых месторождений Южно-Тургайского прогиба" от 26 сентября 2000 года и Постановление Правительства Республики Казахстан от 26 февраля 2001 года N 281 "О мерах по комплексному и эффективному использованию попутных и природных газов нефтяных и газовых месторождений Южно-Тургайской впадины Арыскупского прогиба"

Учитывая, что до 95 % объема промышленной продукции области приходится на долю нефтедобывающих предприятий, где трудоустроено около 2000 человек, реализация Проекта утилизации попутного газа будет иметь важные социальные последствия. А именно: позволит снизить тарифы на коммунальные услуги в 2-3 раза, увеличить поступления налогов от реализации газа до 280 млн. тенге в год. Снижение указанных тарифов позволит сэкономить бюджетные средства на сумму 180-200 млн. тенге и направить их на оказание адресной социальной помощи населению области.

Крайне важно, что при этом будет решена сохраняющаяся последние несколько лет экологическая проблема свободного сжигания попутного газа на факелах. Так, по оценкам института НИПИЭнергопром от утилизации каждых 100 млн. куб. м попутного кумкольского газа будет достигнут эффект снижения выбросов на 40,0 тыс. тонн загрязняющих веществ.

Газоснабжение Костанайской области

В топливно-энергетическом балансе области доля угля составляет 26 %, а природного газа - 13 %. По территории области проходит газопровод "Карталы-Костанай" общей протяженностью 238 км. В последние годы с восстановлением промышленного производства наблюдается и увеличение потребления природного импортируемого газа. Так, только за последние годы потребление в области возросло по итогам 2003 года до уровня 800 млн. куб. метров природного газа.

Основными потребителями газа в области, определяющими прогноз потребления газа на ближайшие годы, являются энергетика и промышленные предприятия, такие как Соколовско-Сарыбайский ГОК, который ранее потреблял с учетом работы ТЭЦ до одного млрд. куб. метров газа в год. Кроме этого, ожидается ввод в эксплуатацию новых объектов, к примеру, производства стеклотары в г. Лисаковске в 2004-2005 годах и дальнейшая газификация населенных пунктов. Планируется местными органами проложить около 400 км новых газопроводов с подключением до 2010 года до 3,0 тыс. абонентов и

переводом местных котельных на природный газ. Общий предполагаемый объем финансирования этих работ до 2010 года может составить до одного млрд. тенге.

На основе прогноза с учетом реализации всех предполагаемых мер ожидается, что уровень потребления природного газа к 2010 году по данным областям может составить около 1300 млн. куб. м газа (см. таблицу 3.5).

**Таблица 3.5 Прогноз потребления природного газа в РК
от 2004 до 2010 года**

Наименование! области	Факт !		Прогноз (млн. м ³)						
	! 2003 !	! 2004 !	! 2005 !	! 2006 !	! 2007 !	! 2008 !	! 2009 !	! 2010	

А л м а т и н с к а я , г.Алматы	720,3	790	820	850	880	910	930	950	
Жамбылская	368,9	400	500	610	700	800	900	1000	
Ю ж н о - Казахстанская	177,3	300	400	500	600	650	700	800	
И т о г о п о региону ю ж н о м у	1266,5	1490	1720	1960	2180	2360	2530	2750	
Актюбинская	1138,4	1300	1400	1500	1560	1600	1700	1860	
З а п а д н о - Казахстанская	570,5	580	600	710	760	880	950	1000	
Атырауская	638,1	700	700	840	900	1000	1100	1200	
Мангистауская	1289	1390	1480	1630	1690	1820	1930	2000	
И т о г о п о региону з а п а д н о м у	3636	3970	4180	4680	4910	5300	5680	6060	
Костанайская	788	900	1000	1040	1140	1200	1250	1300	
Кызылординская	0	30	150	300	300	250	220	200	
Всего по РК	5690,5	6390	7050	7980	8530	9110	9680	10310	

Перспективные вопросы газоснабжения Северо- Казахстанской, Акмолинской областей и г. Астаны

Проект газификации северных областей Республики Казахстан рассматривался неоднократно и особенно активно после образования

независимого Казахстана. Имелось проектное решение, предусматривающее строительство нового газопровода от города Ишима до города Петропавловска с диаметром 530 мм и протяженностью 156 км под давлением 5,3 Мпа с перепрофилированием бывшего нефтепродуктопровода "Петропавловск - Астана"

Это позволило бы на первом этапе обеспечить поставку газа в Астану в объеме до 300 млн. куб. м с доведением (после строительства дополнительных КС) объема транзита до 550 млн. куб. м в год. При этом, поставки газа в Северно-Казахстанскую и Акмолинскую области могли бы составить соответственно около 300 и 200 млн. куб. м газа в год. Стоимость проекта оценивалась около 115 млн. долларов США.

Кроме этого, на средства местных бюджетов были разработаны генеральные схемы газоснабжения двух городов Астаны и Кокшетау. К примеру, по городу Астане при расчетной потребности до 400,0 млн. куб. м газа предусматривается выполнение строительно-монтажных работ на сумму 28,5 млн. долларов США. Также по схеме газоснабжения города Кокшетау и частично населенных пунктов Акмолинской области предполагается на первом этапе поставка около 255 млн. куб. м газа в год со строительством двух системообразующих газопроводов с общей стоимостью работ до 8 млн. долларов США).

Однако из-за неопределенности поставок газа из России, проект был приостановлен, хотя с образованием совместного казахстанско-российского предприятия ЗАО "КазРосГаз" создаются новые предпосылки дополнительного рассмотрения проекта подачи газа в город Астану с учетом перспективы экспорта газа в Китай.

Перспектива обеспечения потребности Республики Казахстан сжиженным газом

Введение новых мощностей по производству сжиженного газа в Казахстане позволяет обеспечить (без какого-либо ограничения) внутренние потребности в долгосрочной перспективе (таблица 3.2). Достигнутые объемы производства сжиженного газа уже позволили увеличить экспорт и сократить его импорт.

Исследование рынка возможного потребления сжиженного газа на ближайшую перспективу показывает, что в республике сложившийся уровень цен (250-300 долларов США за 1 тонну) уже соответствует (с учетом затрат на транспортировку до внешнего рынка) уровню мировых цен на этот вид энергоносителей. Таким образом, внутренний рынок сжиженного газа, преодолев поэтапное повышение цен, адаптировался по ценовым параметрам с международным рынком. На сегодня, тот факт, что множество частных предприятий, занятых бизнесом в сфере сжиженного газа, успешно функционируют в рыночных условиях, позволяет прогнозировать стабилизацию

ц е н н а э т о м р ы н к е .

Вместе с тем, еще остаются вопросы совершенствования регулирования деятельности субъектов, как правило, занимающих доминирующее положение на рынке поставок сжиженного газа на региональном уровне во избежании случаев срыва поставок газа для группы потребителей или необоснованного повышения ц е н в о т д е л ь н ы е п е р и о д ы .

Складывающаяся тенденция роста потребления при достигнутом уровне потребления сжиженного газа (в начале 90-х годов составлял порядка 700-800 тыс. тонн в год) свидетельствует о том, что сжиженный газ остается важным энергоносителем практически на всей территории Казахстана и особенно в областях, где невозможны поставки природного газа. Сжиженный газ также является важнейшим сырьем для развивающейся нефтехимической промышленности республики, и все более используется в качестве моторного т о п л и в а .

Экспериментально выявлено, что перевод двигателей с бензина на сжиженный газ приводит к снижению количества выбросов окиси углерода в пять раз и несгоревших углеводородов в два раза. В сжиженных газах нет свинца , очень низкое содержание серы, окислов других металлов, ароматических углеводородов и др. В продуктах сгорания газовых топлив практически отсутствуют частицы твердого углерода, вызывающие дополнительный износ сопряженных д е т а л ь д в и г а т е л ь я .

Мировая тенденция к переходу на СПГ в качестве моторного топлива устойчива. Ожидается, что уже в ближайшем будущем количество транспортных средств, использующих сжиженный газ вырастет с 1,2 до 6,5 млн. единиц. В большинстве зарубежных исследований сделан вывод о том, что применение СПГ в двигателях позволяет сократить парниковые выбросы на 20 %. Многие европейские страны ввели достаточно строгие правила, ограничивающие выброс продуктов сгорания при работе двигателей на бензине. Сжиженный пропан и бутан имеют более высокое октановое число по сравнению с бензином, следовательно, двигатели, работающие на пропане, могут иметь более высокую степень сжатия и более высокий, чем у бензинового двигателя, КПД. Нормы токсичности отработавших газов двигателей транспортных средств, становятся все более жесткими, тогда как СПГ уже сегодня может обеспечить для двигателей соответствие экологическим нормам "Евро-4". Наряду с высокими эксплуатационными качествами газовые топлива имеют более низкую в 1,5-2 р а з а с т о и м о с т ь .

В настоящее время в республике, по неполным данным, переоборудовано около 17,5 тыс. автомобилей, которые потенциально могут потреблять около 30-40 тыс. тонн (по отчетам 23,7 тыс. тонн) сжиженного и природного газа (в

пересчете на сжиженный газ). Однако крайняя неравномерность числа переоборудованных автомобилей (к примеру, в Западно-Казахстанской и Мангистауской областях переоборудовано около 6 тыс. автомобилей, а в Павлодарской, Актюбинской и ряде других областей таких автомобилей незначительное количество) свидетельствует о больших резервах в расширении использования сжиженного и природного газов в качестве автомобильного топлива.

Газовое топливо практически не содержит веществ, являющихся каталитическими ядами для нейтрализаторов (сера, свинец и т.д.). При использовании природного газа относительное процентное содержание загрязняющих веществ снижается, к примеру, по NO_x на 40 %, по СО на 10 %, и сажи на 5 %. Сложившийся темп роста переоборудованных автомобилей дает возможность прогнозировать рост потребления сжиженного газа к 2010 году до уровня 200 тыс. тонн в год.

Следовательно, всемерное стимулирование развития инфраструктуры по использованию сжиженных газов в качестве моторного топлива с учетом избыточности этих ресурсов для Республики Казахстан является актуальной задачей требующей принятия целевых мер по поддержке предприятий, занимающихся внедрением сжиженного и сжатого газа в широкую практику в качестве моторного топлива.

В результате ожидается, что к 2010 году ежегодный уровень выработки сжиженного газа в Республике Казахстан с учетом ввода новых мощностей (таблица 3.2) может составить около 3,2 млн. тонн (таблица 3.3). Все это позволит республике, имея до 2,4 млн. тонн свободных ресурсов, стать реальным экспортером, пользующего повышенным спросом на западном рынке энергоносителя, на общую сумму более 200 млн. долларов США (рисунок 3.2).

Р и с у н о к 3 . 2 .

Динамика производства и потребления сжиженного газа с учетом прогнозных показателей до 2010 года
(См.бумажный вариант)

3.2.2. Расширение использования газа в энергетике и нефтехимии

Использование природного газа в электроэнергетике

Производство электроэнергии с использованием природного газа получает все большее распространение даже в тех странах, в которых нет собственных крупных запасов газа и других ресурсов. Основным преимуществом использования природного газа в электроэнергетике является удобство доставки и использования этого вида топлива при изменении режимов работы, более низкая стоимость производства. Не случайно, в развитых странах, имеющих незначительные собственные ресурсы газа, до 35 % электроэнергетических

ресурсов вырабатывается с использованием природного газа.

В Казахстане пик потребления электроэнергии с учетом поставок из соседних республик пришелся на 1990 год и составил около 100 млрд. кВт/часов, включая собственное потребление станций и потери. Последующее снижение потребления электроэнергии произошло в основном за счет падения промышленного производства, доля которого в общем объеме потребления электроэнергии составляла около 75 %.

Согласно Программе развития Единой электроэнергетической системы Республики Казахстан на период до 2010 года с перспективой до 2015 года и Стратегией развития отраслей топливно-энергетического комплекса до 2015 года с вводом новых мощностей, производство электроэнергии к 2010 году может превысить 80 млрд. кВт.ч. (таблица 3.6).

Увеличение производства электроэнергии в северной и южной зонах ожидается в основном на энергоблочных электростанциях (КЭС), в западной зоне - на газотурбинных электростанциях (ГТЭС).

Таблица 3.6 Производство и потребление электроэнергии в Республике Казахстан

млрд. кВт.ч.

	! 1990	! 1995	! 2000	! 2005	! 2010
Производство	83,0	63,2	51,4	67,1	80,36
Потребление	100,4	70,6	54,4	65,6	78,0
-импорт/+экспорт	-17,4	-7,4	-3,0	+1,50	+2,36

Особенно актуальной остается проблема развития энергетических мощностей для областей Западного Казахстана, зависящих от поставок электроэнергии по импорту и это при том, что эти области имеют избыточные дешевые ресурсы попутного газа для развития газо- энергетических мощностей. Таким образом, стоит вопрос обеспечения экономической целесообразности использования собственных ресурсов и обеспечения энергетической независимости данного региона. В целом можно ожидать, что использование газа для выработки электроэнергии и тепла на электростанциях к 2010 году возрастет более чем в три раза, что приведет к увеличению доли газа в потребляемом топливе с 13,4 % до уровня 21 %.

Еще одним направлением развития газотранспортной системы для условий Казахстана, обладающего избыточными запасами газа при ограниченных возможностях его транспортировки на внешний рынок, является перспектива экспорта газа "по

проводам", то есть экспорт электроэнергии, выработанной на дешевом природном газе. При этом, учитывая, что транзит электроэнергии может быть рентабелен на расстояниях до 1000 км из-за отдаленности Казахстана от рынка развитых стран, возможно применение схемы замещения по поставкам электроэнергии, в частности, с российскими энергетиками.

Поэтому в рамках ввода в работу новых объектов нефтегазовой инфраструктуры, в основном в Западном Казахстане, разрабатываются конкретные проекты строительства электрогенерирующих мощностей. К п р и м е р у :

2 этап строительства ГТЭС на месторождении Карачаганак, осуществляемый оператором месторождения с поэтапным вводом генерирующих мощностей в 2 0 0 5 - 2 0 1 0 г о д а х ;

два проекта в г.Уральске: ГТЭС с мощностью от 50 до 100 МВт, компаниями "Корея Электрик Пауэр Корпорейшн" и "Индепендент Пауэр Корпорейшн", и ГТУ на 27 МВт - проект осуществляется Японской энергетической компанией в рамках Киотского соглашения, связанного со снижением выделения парниковых г а з о в ;

ГТУ на Атырауской ТЭЦ мощностью до 70 МВт со сроком ввода в 2008-2010 г о д а х ;

ГТУ на месторождении Жанажол мощностью 56 МВт осуществляет, " СНПС-Актобемунайгаз" с вводом в 2004-2005 годах;

ГТЭС на месторождении Тенгиз с тремя блоками ГТУ по 40 МВт и вводом в 2 0 0 8 г о д у ;

ГТЭС на Кашаганском месторождении мощностью 280 МВт с поэтапным в в о д о м к 2 0 0 7 г о д у ;

ГТУ на Кумкольском месторождении мощностью 55,5 МВт с вводом до к о н ц а 2 0 0 4 г о д а .

Учитывая, что суммарная мощность вновь введенных ГТУ и ГТЭС может составить более 900 МВт, к 2010 году только для обеспечения работы этих Установок потребуется дополнительные ресурсы, составляющие более 2,2 млрд. куб. м газа. Для сравнения, в настоящее время на выработку электроэнергии используется всего около 0,6 млрд. куб. м газа.

Кроме этого, увеличение использования газа в теплоэнергетике на существующих и вводимых новых энергетических мощностях при том, что каждый кВт.ч, выработанный на газе в сравнении с использованием угля снижает выбросы в атмосферу по CO_2 (создающего парниковый эффект) почти на 0,5 кг, общее снижение выбросов при замене угля на газ при выработке электроэнергии составит около 3,8 млн. тонн. Более того, при утилизации природного газа через

сжигание в специализированных тепловых печах и газотурбинах, где создается избыточное содержание кислорода, достигается эффект полного сгорания метана и сопутствующих компонентов, что одновременно практически ликвидирует выбросы вредного вещества окиси углерода (СО) и нейтрализует присутствующие в газе сероводородные соединения.

Использование газа в нефтехимической промышленности

Удельный вес газового сырья в общей структуре топливно-энергетических ресурсов, используемых в производстве химической и нефтехимической продукции, составил по итогам 2001 года всего 7 %. Во многих странах мира газ, особенно нефтяного происхождения (попутный газ), широко используется в химическом производстве. Например, в США из углеводородов нефти и попутного газа вырабатывается более 80 % каучука, свыше 75 % аммиака, 75 % этилового спирта и других синтетических продуктов. Особенностью казахстанского попутного газа является то, что добываемый попутно с нефтью газ представляет собой ценное химическое сырье.

Основными продуктами нефтехимической промышленности в настоящее время являются: пластмассы и различные полимеры, синтетический каучук и удобрения для сельского хозяйства, высококачественные горюче-смазочные материалы, различные комплексы ароматических углеводородов и др.

В республике действуют или находятся на стадии восстановления производства, испытывающие острую нехватку сырья:

1. ТОО "Завод пластических масс", г. Актау;
2. ТОО "Завод Полипропилен", г. Атырау;
3. ОАО "Сараньрезинотехника", г. Сарань, Карагандинская область;
4. ТОО "Карагандарезинотехника", г. Сарань, Карагандинская область;
5. ОАО "ИнтерКомШина", г. Шымкент.

Актауский "Завод пластических масс" (АКПО) был оснащен технологическим оборудованием для производства 100 тыс.тонн этилена из этана и пропана, 300 тыс.тонн этилбензола, 300 тыс.тонн стирола, по 54 тыс.тонн ударопрочного полистирола и полистирола общего назначения и 100 тыс.тонн вспенивающегося полистирола.

Атырауский "Завод Полипропилен" был рассчитан на мощность 30 тыс.тонн пропилена в год. В настоящее время завод при участии российского инвестора проходит стадию восстановления и после реконструкции его мощность будет увеличена до 60 тыс. тонн в год. Однако, запуск мощностей на первом этапе предполагается произвести на поставках российского сырья.

ТОО "Карагандарезинотехника" и ОАО "Сараньрезинотехника" работали на сырье, производимом ТОО "Карбид", выпуская синтетический каучук. В настоящее время в связи с банкротством ТОО "Карбид", сырье поставляется из

Р о с с и и .

Возобновление традиционных производств и создание новой сырьевой базы для нефтехимических предприятий Казахстана на период 2004-2010 годы требует проработки комплекса мер по строительству нефтегазохимического комплекса по глубокой переработке попутного добываемого газа вблизи промышленной зоны Кашаганского и других месторождений Каспийского шельфа. Этот комплекс должен стать поставщиком этана, пропана, бутана и других необходимых фракций после переработки сырого газа, для получения таких первичных нефтехимических продуктов, как этилен, пропилен, ацетилен, бензол, к с и л о л и д р .

В этом плане представляется перспективным проект организации производства полиэтилена и полипропилена (в объеме до 600 тыс. тонн ежегодно) в городе Жем Актюбинской области, разработанный ТОО "Казнефтехим", которое на месте предполагаемого перерабатывающего комплекса располагает необходимой производственной инфраструктурой.

Перспектива производства полиэтиленовых труб и других изделий из п л а с т м а с с

В последние годы, по оценкам экспертов, среднегодовой прирост потребления различных изделий из пластических масс составляет около 7 % и по прогнозам в ближайшие годы на них сохранится устойчивый спрос. При этом, к наиболее массовым полимерам (мировой объем производства, которых приблизился к уровню 100 млн. тонн в год) относятся полиэтилены, полипропилены, полистирол, фенопласты и карбидные полимеры.

Учитывая, что все производство полиэтиленовых изделий в республике основано на импортируемом сырье, важным направлением развития нефтехимии является организация производства этана (который, например, в достаточном количестве содержится в тенгизском газе - до 11 %) для получения этанола и полиэтилена. Основным потребителем полиэтиленовой продукции станет, в первую очередь, сама газовая отрасль, поскольку в последние годы для газопроводов среднего и низкого давления все более широко используются полиэтиленовые трубы, а около 80 % трубопроводной системы Республики Казахстан подлежат замене.

К примеру, в Атырауской области в условиях агрессивной грунтовой среды полиэтиленовые трубы оказались наиболее рентабельны. Проект газификации города Кызылорды также выполнен с применением полиэтиленовых труб. По имеющимся региональным программам и планам местных органов в среднем по республике необходимо заменить и построить новые газопроводы

протяженностью около 5000 км. Только в последние годы по данным Нацстатагентства Республики Казахстан, импорт полиэтиленовых труб за период 1999-2001 годы составил около шести тыс. тонн на общую сумму 15,6 млн. долларов США, а полиэтилена первичной формы, используемого для производства полиэтиленовых труб и изделий, составляет 18,3 тыс. тонн на сумму более 16 млн. долларов США.

Преимущество полиэтиленовых труб подтверждается и тем, что даже в условиях отсутствия собственного производства сырья и высоких импортных цен на это сырье, спрос на внутреннем рынке в последние годы потребовал создания казахстанскими компаниями практически во всех городах новых производственных мощностей для производства изделий из полиэтилена. Подтверждением этому является пуск в эксплуатацию завода по производству полиэтиленовых труб в городе Атырау компанией СП "Тенгизшевройл".

Все это ставит вопрос о необходимости организации отечественного производства сырья, а именно: полиэтилена высокого и низкого давления в гранулах. В этой связи представляет интерес программа "Казахско-Российская инвестиционная программа" (КРИП), предусматривающая строительство завода по получению этана, этилена и пропилена вблизи проектируемого Кашаганского или Тенгизского ГПЗ.

Развитие собственных мощностей по производству полиэтиленовых труб и изделий на основе полимеров с целью первоочередного покрытия внутренних потребностей страны в рамках программы импортозамещения, является актуальной и экономически обоснованной задачей, тем более, что вся эта продукция имеет повышенный спрос на мировом рынке. Таким образом, при реализации данных проектов необходимо, чтобы приоритет во время проведения конкурса по государственным закупкам отдавался отечественным производителям.

Производство элементарной серы и минеральных удобрений. В настоящее время природный газ больше используется при производстве удобрений и в качестве топлива. По итогам 2001 года на эти цели было потреблено 147,3 млн. куб. м природного газа и всего 32 тонны сжиженного газа. В то же время, республика имеет практически неограниченные возможности в поставке элементарной серы и азота для получения серной кислоты и выработки минеральных и азотных удобрений. Элементарная сера, как сопутствующий элемент добываемого газа, присутствует практически на всех месторождениях Западного Казахстана. Азот, также являясь сопутствующим элементом Джамбульской группы месторождений, может быть извлечен и использован для промышленного получения азотных удобрений.

Особого внимания требует вопрос утилизации серы. К примеру, только на

территории Тенгизского месторождения под открытым небом в складированном состоянии находится более 8,0 млн. тонн, так называемой, технической серы, что представляет серьезную проблему для окружающей среды. Поэтому ужесточение требований по обязательной очистке на местах добычи газа от сероводородного газа и внедрение технологии гранулирования серы, является вполне оправданной мерой. Ситуация несколько меняется с пуском в 2002 году на Тенгизском месторождении установки по производству чешуйчатой серы высокого качества мощностью до 150 тыс. тонн в год. С началом производства гранулирования серы в 2003 году началась ее реализация на внешние рынки.

Производство метанола. Актуальнейшей задачей на сегодняшний день представляется организация производства в Казахстане метанола (метилового спирта), который технологически производится на основе природного газа. Тем более, что основным потребителем этого химического продукта являются предприятия нефтегазовой промышленности. При этом, статистика показывает ежегодный рост объемов импорта метанола, несмотря на крайнюю сложность организации перевозок и пересечения таможенных границ из-за высокой *ядовитости* *этого* *продукта*.

Так, по итогам 2001 года было импортировано из России и Узбекистана почти 10,0 тыс. тонн метанола на общую сумму около 3,0 млн. долларов США. В настоящее время имеются новые разработки в получении метанола на основе более упрощенной технологии. К примеру, на Украине действует пилотный проект установки получения метанола из природного газа и воздуха. Подобные проработки ведутся ОАО "СНПС-Актобемунайгаз" на Жанажольском месторождении в сотрудничестве с Донецким проектным институтом.

3.2.3 Перспективный баланс производства, потребления, экспорта и импорта природного газа

Исходя из перспективы добычи и производства природного газа и анализа возможного его потребления по отраслям и регионам можно сделать заключение, что республика самодостаточна по этому виду энергоресурса. Как видно из баланса производства и потребления природного газа республика способна покрыть текущую потребность в природном газе за счет собственных ресурсов (таблица 3.7). К 2010 году республика может иметь экспортный ресурс газа в объеме до 12,7 млрд. куб. м в год.

Таблица 3.7. Баланс производства и потребления, экспорта и импорта природного газа в Республике Казахстан

(млрд. м³)

Источники ресурсов газа и распределение	Факт*						Прогноз	
	1995	2003	2004	2006	2008	2010		
I. Всего ресурсов	15,0	14,7	17,2	17,7	24,6	31,8		
1. Объем производства товарного газа	5,9	12,0	14,4	15,0	21,6	28,1		
2. Объем импорта природного газа	9,1	2,7	2,8	2,7	3,0	3,7		
В т.ч. из: - России	1,8	1,4	1,6	1,3	1,3	1,6		
- Туркменистана	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
- Узбекистана**	3,9	1,3	1,2	1,4	1,7	2,1		
II. Объемы распределения газа по РК	12,5	8,7	10,0	10,2	14,8	19,1		
1. Поставка потребителям	7,3	5,7	7,0	7,2	11,3	15,6		
2. На технологические нужды для транзита газа	5,2	3,0	3,0	3,0	3,5	3,5		
III. Объем экспорта			2,5	6,0	7,2	7,5	9,8	12,7

* - На основе данных Агентства РК по статистике

** - При подписании соглашения о взаимопоставках отпадает необходимость в импорте газа

Учитывая это обстоятельство, приоритетным направлением в реализации Программы развития газовой отрасли является постепенное снижение объема импорта дорогого российского и узбекского газа и наращивание экспортных ресурсов за счет максимальной переработки добываемого газа и снижения технологических потерь газа при его переработке и транспортировке.

Возрастающие объемы добычи газа на Карачаганакском и Тенгизском месторождениях позволяют удовлетворить потребность западных областей республики. С появлением национального оператора газотранспортной системы в лице ЗАО "КазТрансГаз" и с созданием совместного с российской стороной предприятия ЗАО "КазРосГаз" появляется возможность достижения взаимовыгодного соглашения о поставках газа по схеме взаимозамещения по сложившейся в 1992-1996 годах практике сотрудничества с российскими и узбекскими компаниями. Это позволило бы полностью исключить импорт российского и узбекского газа для организации поставок потребителям Республики Казахстан более дешевого газа из внутренних ресурсов.

На первом этапе, с учетом сложившейся в газотранспортной системе

технологической взаимозависимости, представляется возможным пока смешанный вариант обеспечения газа с частичным импортом газа из России и Узбекистана. В конечном итоге объемы импорта природного газа будут зависеть от соотношения уровня цен, складывающихся внутри страны и у поставщиков соседних стран, а также от наличия договоренностей операторов газовых систем и государственных органов.

3.3 Модернизация и развитие системы магистральных газопроводов

Существующая схема газопроводов Казахстана, функционировавшая как составная часть бывшей единой общесоюзной газотранспортной системы, в основном, обслуживает транзитные потоки природного газа из Средней Азии в Европейскую часть России, на Украину и в государства Закавказья. Отсутствие соединений между основными газовыми магистралями не позволяет обеспечить необходимые перетоки газа между регионами республики для перераспределения избыточных объемов газа, в частности, из западного региона в южные и северные области.

Поэтому все операции по поставкам путем замещения (обмена) для перераспределения внутренних ресурсов газа могут быть выполнены лишь на основании специальных соглашений и договоров с операторами газовых систем практически всех граничащих стран СНГ. Вместе с тем, учитывая нестабильность подобных договоренностей при реализации таких схем, к примеру, в силу возможных технологических причин или противоречия интересов сторон, возникает необходимость принятия мер по реконструкции, существующей газотранспортной системы со строительством соединительных газопроводов между основными газовыми магистралями.

3.3.1. Реконструкция и строительство новых газопроводов <*>

Сноска. В главу 3.3.1 внесены изменения постановлением Правительства РК от 22 февраля 2006 года N 114 .

Реконструкция и модернизация действующей газотранспортной системы

В целях реализации поставленных задач, ЗАО "Интергаз Центральная Азия" - (ИЦА) оператор газотранспортной системы Республики Казахстан (в концессии которого находится 98 % магистральных газопроводов предусматривает реконструкцию газотранспортной системы с объемом финансирования около 1,5 млрд. долларов США до 2010 года.

Учитывая тот факт, что международный транзит газа по магистральным газопроводам составляет более 90 % общей транспортной работы и получаемых доходов компании, основное направление деятельности "ИЦА", дочернего предприятия ЗАО "КазТрансГаз", будет заключаться в коренной реконструкции существующих систем магистральных газопроводов и строительстве

дополнительных газопроводов и компрессорных станций (КС). При этом, основной газотранспортной магистралью страны, имеющей как геополитическое, так и коммерческое значение является магистральный газопровод "Средняя Азия - Центр" ("САЦ") (таблица 3.8).

Таблица 3.8. Прогнозные объемы транспортировки газа по МГ "САЦ"
(млрд.м³)

Наименование республик и месторождений	к 2005 году к 2010 году	
из Туркменистана	50,0	70,0
Из Узбекистана	3,0	5,1
Из Казахстана,	4,4	13,1
в том числе с месторождения:		
Кашаган	1,2	8,3
Тенгиз	3,2	4,8
Итого:		57,4 88,2

Предварительно на территории Республики Казахстан с целью увеличения пропускной способности и повышения надежности магистральных газопроводов, ЗАО "ИЦА" предполагается:

1. Осуществить комплекс первоочередных мер по восстановлению газопроводов и приведению их в техническое состояние, пригодное к эксплуатации, с заменой отдельных участков труб с высоким коррозионным износом, а также восстановлению системы электрохимзащиты и реконструкции вдоль трассовых линий электропередач (ЛЭП) и т.д.;

2. Выполнить детальное техническое обследование с применением современных методов дефектоскопии для обоснования инвестиций по модернизации магистральных газопроводов и сопутствующей инфраструктуры;

3. Осуществить строительство дополнительных газопроводов (лупингов) на газопроводе САЦ с целью увеличения пропускной способности, надежности и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов;

4. Строительство одного и реконструкция пяти компрессорных цехов на МГ "САЦ" с целью увеличения мощностей по перекачке газа и проведение хотя бы частичной реновации существующего оборудования, а также выполнение мероприятий по введению системы автоматизированного управления в газотранспортной системе.

В районе этого газопровода ожидается добыча значительных объемов попутного газа на месторождениях Тенгиз и Кашаган, где должен

поддерживаться непрерывный и стабильный процесс добычи газа независимо от сезонного уровня потребления газа.

Все это требует значительных капитальных вложений, что только по газопроводу "САЦ" составляет более одного млрд. долл. США (таблица 3.9).

Таблица 3.9 План капитальных вложений по магистральному газопроводу "Средняя Азия - Центр" (САЦ) до 2010 г.

(млн. долларов США)

		Наименование работ ! Ориент. ! ст - ть, !								
		!Всего	!2004	!2005	2006	! 2007	!2008	!2009	! 2010	
1	В с е г о									п о
	газопроводу									
"САЦ"		1145,9	149,5	166,2	170,4	179,4	204,6	127,7	148,1	
2	Капитальное									с т р о и -
	тельство	806,2	78	96,4	126,3	132,6	172,1	108,9	91,9	
2 . 1	С т р о и -									т е л ь с т в о
										у ч а с т к о в
	М Г									С А Ц - 4
САЦ-2:		439,4	51,4	51,0	62,0	91,0	105,0	40,0	39,0	и
2 . 2	С т р о и -									т е л ь с т в о
										ш е с т и
										к о м п р е с -
										с о р н ы х
цехов		244,0	1,6	25,0	45,4	24,0	58,0	48,0	42,0	
2 . 3	В н е д р е н и е									
										с и с т е м ы
										а в т о м а т и -
										з и р о в а н н о г о
управления		122,8	25,0	20,4	18,9	17,6	9,1	20,9	10,9	
3	Т е х н и ч е с к а я									
	р е к о н с т р у к -									
ция:		326,1	68,7	67,3	42,2	45,2	30,8	18,2	53,7	
3 . 1	Р е м о н т									
										л и н е й н о й

	ч а с т и г а з о п р о в о д о в									
САЦ	96,0	22,0	22,0	10,0	10,0	10,0	0,0	22,0		
3 . 2								Р е м о н т		
								к о м п р е с с о р -		
ных цехов:	215,0	43,4	42	30,9	33,9	19,5	16,9	28,4		
3 . 3								Р е м о н т		и
								п р и о б р е т е н и е		
оборудования	6,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0		
3 . 4								Р е м о н т		
								с р е д с т в		
								э л е к т р о х и м -		
защиты	9,1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3		
4								Д и а г н о с -		
								т и ч е с к и е		и
								п у с к о н а л а -		
								д о ч н ы е		
								р а б о т ы ,		
								э к о л о г и я		
ВСЕГО:		13,6	2,8	2,5	1,9	1,6	1,7	0,6	2,5	

Данный план капитальных вложений по магистральному газопроводу " Средняя Азия - Центр" (САЦ) до 2010 года является предварительным. В соответствии с законодательством Республики Казахстан о естественных монополиях инвестиционные программы будут согласованы субъектом естественной монополии с Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий .

Расширение сети газопроводов внутреннего газоснабжения страны

Задача по развитию газоснабжения потребителей республики и обеспечения энергетической независимости в поставках собственных ресурсов газа предполагает необходимость дальнейшего развития сети внутренних магистральных газопроводов через строительство подводящих и соединительных газопроводов. В результате должна быть обеспечена технологическая целостность газовой системы для получения возможности перетока газа внутри республики .

Дело в том, что республика имеет полную возможность обеспечения всех регионов страны природным газом от Карачаганакского и Тенгизского месторождений. Но главной проблемой остается значительная географическая

удаленность этих месторождений от потребителей природного газа Южного и Северного регионов, а проекты новых газопроводов весьма капиталоемкие и требуют длительного срока окупаемости более 20 лет.

В части распределительной сети после проведения мероприятий по инвентаризации газопроводов и консервации той их части, которая в настоящее время не эксплуатируется, предусматривается реализация инвестиционных проектов по восстановлению и модернизации всех существующих региональных газопроводов и сооружений на них. Данные проекты должны предусматривать:

замену на распределительных газопроводах стальных труб на полиэтиленовые;

внедрение приборов учета нового поколения у каждого потребителя; переход от труб низкого давления к трубам среднего давления с установкой оборудования для снижения давления газа до требуемого уровня; изменение (раскольцовывание) схемы расположения трубопроводов; разработку нормативной и технической документации по эксплуатации новых (полиэтиленовых) трубопроводов.

Для реализации программы развития внутреннего рынка и будущей газификации регионов требуется координация всего комплекса мероприятий по эффективному развитию и модернизации магистральных и распределительных газопроводов. Для этого необходимо на начальном этапе наличие единого оператора по управлению магистральными газопроводами в лице ЗАО "К а з Т р а н с Г а з " .

На данный период имеется ряд перспективных проектов, получивших в разное время предварительную проработку.

Строительство газопровода "Ишим (Рудный)-Петропавловск-Кокшетау-Астана"

Проработка вариантов поставки природного газа в г. Астану и северные области республики проводилась в 1998-2000 годах с привлечением международного гранта компанией "BSI Industries" и институтом ОАО "Гипрогазцентр". При этом были рассмотрены три возможных варианта подачи газа в столицу Республики Казахстана город Астану, а именно:

новое строительство газопровода по направлению Петропавловск-Кокшетау-Астана-Караганда с "врезкой" в районе г. Ишим (Российская Федерация) в магистральный газопровод "Богандинка-Омск" в 20 км за КС "Карасульская";

новое строительство газопровода на участке от г. Ишим до г. Петропавловска по аналогу первого варианта, а затем перепрофилирование существующего на территории Республики Казахстан, законсервированного нефтепродуктопровода "Петропавловск-Астана" с диаметром 300 мм под газопровод; перепрофилирование также законсервированного уже на территории

Российской Федерации нефтепровода "Омск-Петропавловск" с диаметром 500 мм с "врезкой" его в систему магистральных газопроводов Российской Федерации и использованием нефтепродуктопровода "Петропавловск-Астана".

Анализ рассмотренных вариантов показал, что наиболее приоритетным является вариант строительства нового газопровода по всему маршруту подачи газа до города Астаны со стоимостью около 440 млн. долларов США. Однако, принимая во внимание слабую сторону проекта, что может потребовать согласования подключения газопровода на территории России, одним из вариантов может быть подача газа от газопровода "Карталы-Рудный" с казахстанской территории. В любом случае целесообразность реализации этого проекта во многом будет зависеть от перспективы подачи газа в Китай.

Строительство газопровода Шалкар-Ленинск-Кызылорда-Шымкент

В целях обеспечения южных регионов Казахстана и подачи газа в северные области рассматривался вариант, спроектированного российским институтом "ВНИИгаздобыча", газопровода "Шалкар-Шымкент". Протяженность газопровода составляет 1216 км с диаметром 750-1000 мм, который проходит через города Ленинск и Кызылорда до соединения с действующим газопроводом "Газли-Алматы". Годовой объем перекачки был рассчитан на 5,0 млрд. куб. м газа со сметной стоимостью около 850,0 млн. долларов США.

Однако, учитывая высокую стоимость проекта, его жизнеспособность будет зависеть от дальнейших исследований исходя из возрастающих объемов добычи в Актюбинском регионе и подтверждения запасов на территории Северного Приаралья, а также с учетом перспективы поставок газа совместно с Туркменистаном и Узбекистаном в Китай.

Строительство обводного газопровода в обход территории Кыргызстана

Строительство обводного газопровода связано с проблемной эксплуатацией участка южного трубопровода, проходящего по территории Кыргызстана в связи с ежегодным несанкционированным отбором газаместными газовыми компаниями. Для повышения надежности газопровода "БГР - Ташкент - Бишкек - Алматы", ЗАО "КазТрансГаз" проработано предложение о создании совместного казахстанско-кыргызского предприятия по совместной эксплуатации указанного участка газопровода.

В случае невозможности достижения договоренности в связи с имеющимися необоснованно высокими требованиями по созданию СП, выдвигаемыми кыргызской стороной, одновременно рассматривается вариант строительства магистрального газопровода - обвода территории Кыргызстана. Протяженность данного газопровода протяженностью 142 км составит порядка 90 млн. долл.

С Ш А .

Реализация программы строительства газопроводов будет проводиться за счет заемных средств и внутренних ресурсов оператора газопроводов.

Проект газопровода и добычи угольного метана на месторождениях Карагандинского бассейна

В связи с проводимой работой по оценке промышленного освоения добычи метана из угольных пластов Карагандинского бассейна, где по заключению экспертов ресурсы газа могут составить около 1,1-1,4 трлн.куб.м, и реализацией пилотного проекта с пробной добычей газа, возникает необходимость строительства внутреннего газопровода с компрессорным оборудованием для подачи газа потребителям региона.

Важность подтверждения запасов газа в данном регионе и опытно-промышленное освоение угольных пластов с добычей метана объясняется тем, что этот проект может стать частью и дополнительным аргументом в реализации проекта по поставке газа в китайском направлении и газификации территории Казахстана в районе прохождения магистрального газопровода.

Проект строительства магистрального газопровода "Акшабулак-Кызылорда"

В последние годы крайне обострилась экологическая обстановка в районе нефтегазовых месторождений Южно-Тургайского прогиба в Кызылординской области из-за сжигания ежегодно все возрастающих объемов попутного газа. Только учтенный объем выбросов газа по разрабатываемым месторождениям за 2003 год составил около 700 млн. куб. м. Поэтому в 2004 году вступает в завершающую фазу проект утилизации попутных газов с крупных месторождений при контроле государственных органов и реализуемый основными недропользователями, такими как ОАО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсис", ОАО "Тургай Петролеум" и СП "КазГерМунай".

В рамках вышеуказанного проекта кроме строительства установок по подготовке газа и энергетических установок по утилизации газа на месте (ГТУ) важной частью проекта является строительство магистрального газопровода по первой очереди от месторождения "Акшабулак" до потребителей города Кызылорды с мощностью транспортировки газа в объеме до 300 млн. куб. м/год. Ориентировочная стоимость проекта составляет 25 млн. долларов.

В рамках проекта разработано ТЭО проекта "Перевода теплоэнергоисточников и индивидуального жилого сектора г. Кызылорды на использование газа, поступающего с месторождений Южно-Тургайской впадины", предусматривающего перевод местного ТЭЦ на потребление газа и строительство газораспределительных сетей в городе Кызылорде на общую сумму около 5 млрд. тенге.

Проект строительства газопровода "Каспийский шельф-САЦ"

В соответствии с планами консорциума Аджип ККО о начале промышленной добычи нефти на месторождении Кашаган с 2008 года и прогнозными данными о больших запасах углеводородного сырья, в настоящий момент встает вопрос транспортировки данных объемов на международные рынки и внутренним потребителям. Для решения данного вопроса будет построен газопровод с пропускной способностью порядка 9 млрд. м. куб в год от предполагаемого Кашаганского газоперерабатывающего завода до газопровода "САЦ".

Строительство данного газопровода позволит решить проблему утилизации попутного газа, экологической безопасности региона и даст возможность получения дополнительных доходов от транспортировки природного газа.

3.3.2 Перспективные экспортные направления казахстанского газа

Исходя из анализа сложившегося и перспективного баланса производства и потребления природного газа в географически приближенных регионах можно выделить три основных маршрута транспортировки казахстанского газа на экспорт.

Западное направление экспорта газа с поставкой его в страны Европы может быть реализовано по двум маршрутам, а именно в северо-западном направлении, с использованием существующих магистральных газопроводов, проходящих через территорию России, или юго-западном направлении со строительством новых газопроводов. Маршруты этих газопроводов могут проходить через акваторий Каспийского моря, либо вдоль южного побережья Каспийского моря через Иран и Турцию.

Согласно прогнозам, в 2010 году Европейский Союз будет обеспечиваться на 30 % собственным газом, на 30 % - российским, и 40 % потребности в газе покрывается за счет прочих поставщиков. Для увеличения экспорта казахстанского газа в северо-западном направлении необходимо расширение мощности магистрального газопровода "Средняя Азия - Центр" для подачи каспийского газа, и увеличение загрузки карачаганакским газом газопроводов "Оренбург - Новопсков" и "Союз".

Развитие трубопроводного транспорта в юго-западном направлении во многом стимулируется международной программой TRASECA ("Транспортный коридор Европа-Кавказ-Азия"). Одновременно, страны ЕС являются спонсорами программы INOGATE ("Международная транспортировка нефти и газа в Европу"), поддерживающей развитие экспортных маршрутов поставок нефти и природного газа из Центральной Азии и стран Каспийского бассейна в Европу. По *Западному направлению* рассматривается несколько перспективных вариантов транспортировки газа.

Транскаспийский газопровод (ТКГ) предусматривает строительство 2000 км газопровода от Восточного Туркменистана по дну Каспия на глубине 200-300 м, далее по территории Азербайджан и Грузии до Эрзерума (Турция). Стоимость проекта 2,5-3 млрд. долл. США. Годовая пропускная способность на первом этапе - 10 млрд. куб. м, на втором - 20 млрд. куб. м, и на третьем - 30 млрд. куб. м. Однако наличие комплекса сложных проблем препятствует реализации этого регионального проекта.

Проект Туркменистан - Иран - Турция - Европа. ТЭО газопровода выполнено в 1997 году компанией "Sofregaz" (Франция). Основными характеристиками газопровода являются: протяженность 3900 км, планируемый объем поставок до 30 млрд. куб. м к 2010 году, капитальные вложения - 7,6 млрд. долларов США. Предполагается, что трубопровод возьмет начало с крупнейшего месторождения Восточного Туркменистана - Шатлыка и далее, вдоль Каспийского моря, будет проложен по территории Северного Ирана до границы Турции. Проект поддерживается группой европейских компаний.

Восточное направление. Согласно прогнозам, спрос на газ в странах Азиатского региона будет постоянно увеличиваться. В частности, в Китае в планах намечено повысить показатели потребления газа к 2005 году вдвое, увеличив его с 24 млрд. куб. м до 50 млрд. куб. м, а в 2010 году - до 100 млрд. куб. м.

Консорциумом японских компаний в течение последних 10 лет изучается проект экспорта газа в Азиатско-Тихоокеанский регион через территорию Казахстана по маршруту "Восточный Туркменистан - Узбекистан - Казахстан - Китай - Южная Корея - Япония". Протяженность маршрута составляет более шести тыс. км с пропускной способностью до 28 млрд. куб. м в год и сметной стоимостью проекта около 12 млрд. долларов США.

Для поставок казахстанского газа в этот трубопровод потребуется строительство нового газопровода-перемычки от газовой магистрали "САЦ" до газопровода "Бухара-Урал" и далее газопровод "Шалкар-Шымкент", а также реконструкция южного газопровода "Шымкент-Алматы". Важным этапом в реализации этого проекта является заинтересованность и достижение договоренностей с Туркменистаном и Узбекистаном. В этом случае составной частью проекта станет строительство магистрального газопровода "Алматы - граница Китая" с протяженностью порядка 540 км и ориентировочной стоимостью 550 млн. долларов США, что станет продолжением существующего газопровода "Шымкент-Алматы".

Южное направление предполагает транзит газа по территориям Афганистана или Ирана с доставкой газа в Пакистан и Индию.

Газопровод "Туркменистан-Афганистан-Пакистан". Трубопровод пройдет от

туркменского месторождения Довлетабад/Денмез до афганских городов Герат и Кандагар, затем через город Мултан на аравийское побережье Пакистана в порт Гвадар, откуда в сжиженном виде газ будет экспортироваться на мировые рынки. Протяженность маршрута составит 1650 км и пропускная способность трубопровода планируется на уровне 60 млрд. куб. м газа в год (на первом этапе пропускная способность газопровода определена в объеме 15 млрд. куб. м).

Однако, реализация вышеуказанных маршрутов транспортировки газа и строительство новых газопроводов в первую очередь зависят от экспортной политики основного поставщика газа Туркменистана, политической стабильности в странах азиатского региона. Поэтому данные маршруты экспорта газа для Казахстана носят больше информационно-прогнозный характер при принятии окончательного решения по экспорту возрастающих объемов каспийского газа.

3.3.3 Совершенствование тарифообразования при транспортировке природного газа

Услуги по транспортировке природного газа по магистральным и (или) распределительным трубопроводам относятся к сфере естественной монополии. Деятельность субъектов естественной монополии, оказывающих услуги в данной сфере, регулируется законами Республики Казахстан "О естественных монополиях" и "О конкуренции и ограничении монополистической деятельности", а также принятыми в развитие указанных законов нормативными правовыми актами. Так, утверждены и зарегистрированы в Министерстве юстиции Республики Казахстан:

Правила об особом порядке формирования затрат, применяемом при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) на услуги (товары, работы) субъектов естественной монополии;

Инструкция по утверждению тарифов (цен, ставок сборов) на производство и предоставление услуг (товаров, работ) субъектами естественной монополии;

Правила закупок субъектами естественных монополий материальных, финансовых ресурсов и услуг, затраты на которые учитываются при формировании тарифов (цен, ставок сборов) на оказываемые ими услуги и др. и т. д.

В соответствии с пунктом 1 статьи 15-1 Закона Республики Казахстан "О естественных монополиях" "тарифы (цены, ставки сборов) на услуги субъекта естественной монополии, утверждаемые уполномоченным органом, должны быть не ниже стоимости затрат, необходимых для предоставления услуг (производства товаров, работ) и должны учитывать возможность получения прибыли, обеспечивающей эффективное функционирование субъекта естественной монополии".

Таблица 3.10. Уровень цен поставщиков газа и тарифов газотранспортных предприятий по областям по состоянию на 1 октября 2002 года

(тенге)

Область	Наименование предприятия	Закупочная цена на газ	Тарифы в распределительных сетях	Средний отпускной тариф с НДС***
Транспортировщика газа по местным сетям	занимающегося реализацией газа			
<u>Алматы</u>	ЗАО "Алматинские газовые сети"	АО 6000-6700	ОАО "Алматы 1759"	"Алматы 14144"
Актыубинская	ЗАО "РГС"	ЗАО "КТГД"		
Импортируемый	5951	450	8795	
Жаназольский газ	2357	450	3378	
Южно-Казахстанская	ЗАО "РГС"	ЗАО "КТГД"	6854 1176 10504	
Жамбылская	ЗАО "РГС"	ЗАО "КТГД"*	6588 900 9800	
Костанайская	с"РГС"	ГКП "Костанай-газ" по аренде	ГКП "Костанай-газ" от ЗАО "КТГД"	
5012	470	8800		
Западно-Казахстанская	облгаз"	"Уральск-КазРосГаз"	3151 443	от ЗАО 4656
5954				
газ"		1800	677	"Атырау обл - 3644"
Атырауская			от ТОО	"ТШО"

				" А т ы р а у г а з -		
	инвест"			1800	195	3537
					" К у л ь с а р ы -	
газ"	1800	588	3226			
			ЗАО	" Актау -	Казахский	
газ"		ГПЗ		2000	145	2649
				"Мангистау -	Узеньмунай -	
облгаз"		газ"		2470	344,7	3463
			ТОО	"Бейнеу -	Тенгизский	
газ"		ГПЗ		2778	545	4053
Мангис -			ТОО	"Газ -		
тауская	Сервис"		ТОО "ТШО"	1500	150	1914
					" Акш у -	
					к у р г а з -	
	сервис"			2000	900	3525
				ТОО	" Ау ы л -	
	газ"			2000	650	3403
				ТОО	" Ж ы л у	
	и К"			2000	468	2863

Однако существующая методология тарифообразования исходит из затратного принципа и не стимулирует субъектов естественных монополии к снижению затрат и эффективному использованию имеющихся активов. Независимо от того, как работают субъекты естественных монополий эффективно или неэффективно, все затраты, соответствующие установленному порядку учитывались при формировании тарифов (таблица 3.10).

Поэтому важными задачами являются совершенствование:
нормативной правовой базы, регламентирующей деятельность субъектов естественной монополии;
методологических подходов формирования тарифов на услуги субъектов естественной монополии.

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 15 октября 2002 года N 1126 утверждена "Программа совершенствования тарифной политики субъектов естественной монополии на 2002-2004 годы", где предусмотрено совершенствование государственного регулирования в сфере естественных монополий с соблюдением основного принципа обеспечения паритета экономических интересов производителей, потребителей и государства.

В рамках реализации вышеуказанной программы разработаны новые методы тарифообразования, стимулирующие инвестиции в сферу естественной

м о н о п о л и и .

Введение стабильных тарифов на среднесрочный период предусматривает установление тарифных рамок, в пределах которых естественные монополии осуществляют свою деятельность. Важным является то, что субъекты естественной монополии получают возможность самостоятельно распоряжаться доходами от повышения эффективности производства.

Условием предоставления тарифов на среднесрочный период является принятие субъектом естественной монополии обязательств по реализации, утвержденной инвестиционной программы по предприятию на среднесрочный период. Кроме того, при расчете "предельных" уровней тарифов учитывается прибыль, рассчитанная на регулируемую базу задействованных активов.

Кроме того, к началу 2004 года будут разработаны методики по расчету тарифов на услуги по транспортировке природного газа по магистральным трубопроводам и по расчету тарифов на услуги транспортировки природного газа по распределительным трубопроводам. В 2004 году предполагается разработать

дополнительно:
методику расчета тарифов на услуги по хранению природного газа;
правила ведения раздельного учета доходов, затрат и задействованных активов по магистральным газопроводам;
правила ведения раздельного учета доходов, затрат и задействованных активов по распределительным газовым сетям.

3.4 Организационное и нормативное обеспечение отрасли

3.4.1. Оптимизация организационной структуры газотранспортной системы < *>

Сноска. В главу 3.4.1 внесены изменения постановлением Правительства РК от 22 февраля 2006 года N 114 .

Действующая структура и схема функционирования субъектов газотранспортной отрасли сложилась в ходе структурных неоднократных реформирований в первые годы становления национальной экономики. Несмотря на то, что в период союзного государства по территории республики проходили магистральные газопроводы стратегического значения, юридически в республике не существовало какой-либо газотранспортной структуры.

Более того, на тот период в республике практически отсутствовала промышленная добыча и переработка газа (кроме Узеньского месторождения и Казахского ГПЗ, где полученный газ потреблялся внутри региона). Практически вся поставка природного газа осуществлялась из соседних республик - России, Туркменистана и Узбекистана по транзитным магистральным газопроводам. Отсюда все руководство газовым хозяйством в республике осуществлялось из республиканских центров соседних республик структурными подразделениями

Мингазпрома, а впоследствии ОАО "ГАЗПРОМ".

Поэтому на стадии становления национальной нефтегазовой отрасли структура управления магистральными и газораспределительными трубопроводными системами неоднократно подвергалась преобразованиям. Если, на начальном этапе магистральные газопроводы были под управлением одной структуры государственной холдинговой компанией "Казахгаз", то впоследствии управление осуществлялось двумя операторами ГХК "Казахгаз" (г. Уральск) и "Алаугаз" (г. Алматы). В первые годы магистральные и распределительные газопроводы функционировали независимо, впоследствии областные газовые хозяйства были переданы под управление двух операторов магистральных газопроводов.

С передачей системы магистральных газопроводов в концессию компании "Трактебель С.А." региональные газовые хозяйства были приватизированы, тогда как часть распределительных газопроводов осталась в государственной собственности. Поэтому до сих пор и после образования национального оператора ЗАО "КазТрансГаз" для государственного регулирования в системе магистральных газопроводов и образования государственной компании по координации работы региональными газопроводами, структура управления газотранспортной системой не позволяет эффективно решать сложившиеся проблемы и обеспечить развитие отрасли.

Основной структурой по координации международного транзита газа, транспортировки и обеспечения потребностей в природном газе внутренних потребителей является ЗАО НК "КазМунайГаз", которое, в свою очередь, эту работу проводит через группу компаний ЗАО "КазТрансГаз". Непосредственно транспортировку природного газа осуществляет ЗАО "Интергаз Центральная Азия", являющееся оператором магистральных газопроводов по формально действующему Договору концессии на магистральные газопроводы, подписанному ранее в 1997 году с компанией "Трактебель С.А."

В качестве участника внешнеэкономической деятельности в газовом секторе выступает (созданное в соответствии с Соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации от 28 ноября 2001 года на паритетной основе между ЗАО "НК "КазМунайГаз" и ОАО "ГАЗПРОМ") совместное предприятие ЗАО "КазРосГаз". Основной функцией ЗАО "КазРосГаз" является закупка, маркетинг и поставка на экспорт избыточных ресурсов казахстанского природного газа.

В секторе внутреннего газоснабжения ЗАО "КазТрансГаз" представлено компанией "КазТрансГаз Дистрибьюшн", которая, выступая в качестве поставщика газа через местные транспортные компании, обеспечивает поставку природного газа по долгосрочным договорам в пять из восьми областей, где в

основном осуществляются импортные поставки газа.

В результате реорганизаций в газовой отрасли в 90-х годах в силу различных финансовых, технических и организационных возможностей и условий функционирования операторов газораспределительных систем, различных подходов, применявшихся местными исполнительными органами, в ряде регионов сложилась критическая ситуация со снабжением газом, финансовыми обязательствами, учетом газа, техническим состоянием производственных активов. Единая система организации газораспределительной системы была нарушена в связи с изменением формы собственности. Так в настоящее время в различных регионах распределительные газопроводы или их участки находятся:

- в республиканской собственности,
- в коммунальной собственности,
- в частной собственности (в т.ч. в собственности ЗАО "РГС").

На отдельные газопроводы форма собственности не определена, и транспортировку газа по ним осуществляют операторы также с различной формой собственности.

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 06.05.2002 г. N 498 РГП "ЭЦ ЕСК" преобразовано в ЗАО "Региональная газотранспортная система" (далее - ЗАО "РГС") с передачей его в ЗАО "НК "КазМунайГаз". Решением Совета директоров АО "НК "КазМунайГаз" от 19.04.2004 г. и приказом от 5.05 2004 г. N 9 стопроцентный пакет акций ЗАО "РГС" передан в уставный капитал ЗАО "КазТрансГаз". В настоящее время ЗАО "РГС" управляет газораспределительными сетями Актюбинской, Костанайской, Жамбылской, Южно-Казахстанской областей и газопроводом "Узень-Актау" в Мангистауской области.

Приоритетными задачами в газораспределительной системе являются повышение эффективности работы всей газотранспортной системы, привлечение средств на реконструкцию и создание условий для формирования прозрачного тарифа на транспортировку газа. С учетом государственных интересов в развитии газотранспортной, газораспределительной систем и для координации внутреннего газового рынка необходимо проведение следующих мероприятий:

проведение технической экспертизы состояния производственных объектов газораспределительных систем во всех регионах независимо от форм собственности для получения объективной, достоверной и обоснованной оценки потребностей в восстановлении, модернизации и техническом перевооружении газораспределительных систем с учетом своевременности их проведения для предупреждения возможных аварий;

на базе проведенной технической экспертизы разработка Программы восстановления, модернизации и технического перевооружения

газораспределительных систем по всем регионам;

усовершенствование методики тарифообразования с целью обеспечения установления справедливых тарифов как для оператора, так и для потребителя.

Распоряжением Премьер-Министра Республики Казахстан от 16.02.2004 г. N 38-р создана рабочая группа, которой поручено внести предложения по развитию газотранспортной системы и газоснабжению в регионах Республики Казахстан. Обсуждение информации в рабочей группе показало, что на сегодня 70 % газотранспортных систем в регионах принадлежат частным структурам и коммунальной собственности, в связи с чем, для обеспечения стабильной работы систем транспортировки газа в регионах требуется осуществить финансирование каждым владельцем распределительных газопроводов на реконструкцию и модернизацию, принадлежащих ему участков распределительных газотранспортных систем.

Поскольку финансирование ЗАО "РГС" из республиканского на восстановление, модернизацию и техническое перевооружение газораспределительных сетей отклонено, на данный момент для ЗАО "РГС" оптимальным вариантом является привлечение заемных средств.

3.4.2. Кадровое обеспечение газовой отрасли

На предприятиях газовой системы страны занято около 10 тыс. человек, из которых более 2/3 составляет технический персонал. Однако, в последние годы из-за того, что ранее подготовка кадров по данной отрасли в основном велась в России и на Украине, на предприятиях испытывается острая нехватка квалифицированных кадров с высшим и средне-специальным образованием.

Одновременно с закрытием многих профессионально-технических училищ и выходом на заслуженный отдых кадровых рабочих все более остро испытывается проблема комплектования предприятий квалифицированными рабочими кадрами. Более того, в последние 4-5 лет практически не велась работа по повышению квалификации в специализированных учебных центрах или на курсах при высших и средних специальных учебных заведениях.

В настоящее время в мире подготовка, обучение и повышение квалификации рабочих, инженерно-технических специалистов и руководителей среднего и высшего звена осуществляется самими нефтегазовыми компаниями, как на базе обучающих Центров компаний, так и с привлечением сторонних организаций.

В республике подготовка специалистов нефтегазового дела ведется в ряде базовых высших учебных заведениях, к примеру, в КазНТУ им. К.И.Сатпаева, Казахстанско-Британском техническом университете, переданного постановлением Правительства Республики Казахстан в состав ЗАО "ПК "КазМунайГаз", КазГАСА в г. Алматы. Обучение местных кадров на Карачаганакском месторождении проводится в основном на базе Учебного

центра в г. Аксае. Повышение квалификации местных работников по специальностям проводится в материнских компаниях "Бритиш Газ" и "Аджип", учебных центрах за рубежом и путем обучения по международным магистерским и менеджерским программам. Кроме этого, в последние годы с повышением престижа отрасли подготовка специалистов начата во вновь образованных учебных центрах в ряде областей и при нефтегазовых компаниях, к примеру, Учебный Центр при ЗАО "КазТрансОйл" в г. Актау, нефтяной колледж и учебно-курсовой комбинат при АО "Эмбаунайгазе" и др.

Исходя из необходимости формирования качественного кадрового потенциала для отрасли, необходимо разработать комплекс мер по подготовке и переподготовке кадров с учетом мирового опыта, существующей в республике образовательной базы и первоочередных потребностей отрасли в специалистах.

3.4.3. Адаптация нормативной базы газовой отрасли к рыночным условиям

Принципиальным значением является вопрос совершенствования нормативной базы газовой отрасли, с пересмотром всех ранее действовавших норм с разработкой новых инструктивных документов с последующим принятием Закона Республики Казахстан "О транспортировке газа и газоснабжении". Подобные законы имеются практически во всех странах, даже в тех государствах, где отсутствует собственная добыча газа.

В случае целесообразности разработки Закона Республики Казахстан "О транспортировке газа и газоснабжении", данный вопрос будет согласован с Межведомственной комиссией по вопросам законопроектной деятельности.

Одновременно предстоит пересмотреть около 20 наименований ранее принятых ведомственных нормативных документов, которыми без соответствующей процедуры утверждения и регистрации продолжают пользоваться газотранспортные предприятия.

Кроме этого, в развитие принятого постановления Правительства Республики Казахстан от 11 июня 2003 года за N 568 "Об утверждении Правил поставки, транспортировки и реализации природного газа" и "Правил поставки, перевозки и пользования сжиженными углеводородными газами" также следует разработать новые правила и нормативы, которые отвечали бы интересам рыночной экономики и согласовывались с проводимой работой по совершенствованию вопросов регулирования деятельности субъектов естественной монополии в газотранспортной системе со стороны государства.

Также следует пересмотреть ряд нормативных правовых актов в области охраны окружающей среды в газовой системе. За годы независимости в Республике Казахстан были приняты основополагающие законы в этой области. Вместе с тем, существующая нормативная и техническая документация

Республики Казахстан не дает возможности более аргументированного использования тех или иных норм при выполнении проектных работ по экологии, а также обеспечить достоверный мониторинг выбросов вредных веществ, в частности, при свободном сжигании попутного газа.

Для упорядочения в вопросах нормирования и мониторинга выбросов в окружающую среду от работы газовых объектов необходимо будет разработать и утвердить следующие инструктивные и нормативные документы:

Методика расчета рассеивания загрязняющих веществ для компрессорных станций и методики расчета параметров выбросов ГПА с утилизатором;

Нормативы удельных потерь природного газа при добыче, транспортировке, переработке и хранении газа для установления прогрессивных показателей, для стимулирования в деятельности предприятий по их сокращению;

Методика нормирования валовых выбросов загрязняющих веществ для объектов газовой отрасли по среднегодовым концентрациям вредных веществ в атмосфере;

Методика расчета загрязняющих веществ от объектов отрасли (на основе удельных показателей) и удельные нормативы выбросов вредных веществ на единицу произведенной продукции и т.д.

4. Необходимые ресурсы и источники финансирования

Основными источниками ресурсного обеспечения программных направлений развития газовой отрасли являются инвестиционные средства недропользователей нефтегазовых месторождений, национальных компаний и хозяйствующих субъектов, функционирующих в данной системе, а также республиканские и местные бюджетные средства.

Программа представляет собой совокупность проектов, позволяющих получить конкретные результаты по каждому из них. При этом предполагается, что до 2010 года на реализации проектов, связанных со строительством мощностей по газопереработке, использованию газа для выработки других видов энергии и продукции, а также по объектам транспортировки газа, будет инвестировано около 1009,6 млрд. тенге и в том числе на период реализации I этапа Программы около 511,7 млрд. тенге. Из указанной суммы бюджетное финансирование реализации мероприятий Программы на 2004 год составит 3000,0 млн. тенге. При этом на последующие годы ежегодные объемы финансирования из республиканского бюджета будут уточняться в соответствии с Законом Республики Казахстан "О республиканском бюджете" на соответствующий финансовый год.

Предполагается, что государство будет принимать все более активное

участие в реализации газовых проектов, представляющих важное социально-экономическое значение для регионов или отвечающих интересам энергетической безопасности страны. В отличие от частных инвесторов, преследующих преимущественно коммерческие интересы, государственные средства будут ориентированы на новые исследования и социально важные проекты, такие как: разработка Амангельдинского газового месторождения, реализация проекта утилизации попутного газа в Кызылординской области, разработка технико-экономического обоснования Карачаганакского ГПЗ и т.д.

По предварительным расчетам реализация проектов восстановления и модернизации распределительных газопроводов в Актюбинской, Жамбылской и Южно-Казахстанской областях, обеспечивающая к концу их реализации в 2015 году минимальный запас прочности 35 лет, потребует ориентировочно 29,0 млрд. тенге инвестиционных вложений.

При финансировании работ ЗАО "Региональная газотранспортная система" за счет привлечения указанных объемов капиталовложений необходимо придерживаться инвестиционной стратегии, при которой тарифы должны служить инструментом обеспечения возвратности инвестиций. Это возможно в случае привлечения кредитов на длительный срок с льготными кредитными ставками.

Всего с учетом необходимости привлечения инвестиций и по другим областям на реконструкцию и строительство местных газораспределительных сетей необходимая сумма финансирования составляет около 44,0 млрд. тенге. Вместе с тем предполагается, что по мере реализации Программы и выявления целесообразности тех или иных проектов, объемы финансирования по отдельным проектам будут корректироваться. Также предполагается, что для проведения отдельных стратегических исследований или проработки отдельных проектов будут использованы привлекаемые целевые средства компаний спонсоров и привлечение заемных средств.

5. Ожидаемые результаты

В результате реализации Программы развития газовой отрасли на 2004-2010 годы ожидается, что Республика Казахстан войдет в число стран, обладающих крупнейшими в мире доказанными запасами природного газа и станет одним из трех основных производителей и экспортеров природного и сжиженного газа на территории стран СНГ.

При этом ожидается, что прогнозные объемы добычи сырого газа к 2010 году возрастут более чем в три раза и составят около 52,5 млрд. куб. м в год. По годам эти уровни добычи на первом этапе составят за 2004 год - 24,1; за 2005 год - 26,1

и за 2006 год - 28,8 млрд. куб. метров, при этом среднегодовой рост объемов добычи газа составит около 12 %. Все это в свою очередь позволит увеличить выработку товарного газа в следующих объемах: 2004 г. - 13,7 млрд. куб. м; 2005 г. - 15,0 млрд. куб. м; 2006 г. - 15,7 млрд. куб. м и в 2007-2010 годах: -18,2; 19,4; 21,8; 22,7 млрд. куб. метров соответственно.

Одновременно рост объемов добычи и реализации товарного газа, а также ожидаемое увеличение международного транзита природного газа позволит ускорить принятие мер по модернизации газопроводной системы с расширением пропускной способности, к примеру, основного магистрального газопровода "Средняя Азия - Центр" до 60 млрд. куб. м к 2005 году и до 90 млрд. куб. м к 2010 году.

Одним из главных результатов промышленного развития отрасли станет более полное обеспечение потребностей населения, социальной сферы и предприятий других отраслей страны за счет собственных ресурсов природного и сжиженного газа. В соответствии с Индикативным планом социально-экономического развития Республики Казахстан на 2004-2006 годы, на фоне ожидаемых увеличений реальных доходов населения за эти годы на 15-25 %, и ежегодного роста ВВП на 8-9% прогнозируется, что ежегодный рост потребления природного и сжиженного газа в регионах составит около 7-8% и к 2010 году этот уровень может достигнуть 10,3 млрд. куб. м и 1280 тыс. тонн по природному и сжиженному газу соответственно. При этом рост только потребителей природного газа за счет реализации программы газификации в регионах к 2010 году составит около 480 тыс. абонентов.

Будет реализован ряд локальных проектов для решения местных проблем по обеспечению энергоносителями. К примеру, в Жамбылской и Кызылординской областях по поставке природного и сжиженного газа, в областях Западного Казахстана по обеспечению электроэнергией и т.д. Основными параметрами ожидаемых результатов от реализации Программы по развитию отрасли могут быть:

увеличение экспорта природного газа более чем в 2,0 раза с достижением объема экспорта газа почти 13,0 млрд. куб. м. в год;

увеличение экспорта сжиженного газа почти в 3,4 раза с ростом объема реализации его на экспорт на 1,7 млн. тонн;

создание на вновь вводимых газовых комплексах до 3,7 тысяч рабочих мест, в том числе по годам: 2004 год - 300 чел.; 2005 год - 470 чел.; 2006 год - 460 чел.; 2007 год - 500 чел.; 2008 - 720 чел.; 2009 - 600 чел. и 2010 год - 660 чел.

Кроме ожидаемого в большей мере социального эффекта от вышеназванных факторов только от увеличения объемов экспорта природного и сжиженного газа, а также объемов международного транзита газа к 2010 году годовой

экспортный потенциал может возрасти на сумму около 110,6 млрд. тенге.

Ожидается, что переход на методы гибкого тарифного регулирования должен обеспечить создание благоприятных условий для привлечения инвестиций в сферу регионального газоснабжения и прежде всего для модернизации местных газораспределительных сетей, внедрении новых ресурсосберегающих наукоемких технологий.

Кроме этого важным аспектом в реализации программы развития газовой отрасли является обеспечение положительного эффекта для окружающей среды от использования газа как энергоносителя и снижения вредного воздействия на экологию предприятий газовой отрасли. В результате предполагаемых мер в Программе ожидается:

снижение вредных выбросов за счет ввода новых перерабатывающих комплексов и уменьшения сжигания попутного газа на факелах на Тенгизском, Кумкольском, Жанажольском и других месторождениях в виде окиси углерода, сернистых соединений и остатков углеводородов почти на 800 тыс. тонн; получение условного эффекта уменьшения до 3,8 млн. тонн вредных выбросов от предполагаемого использования природного газа для выработки электроэнергии в объеме до 2,2 млрд. кВт/час в сравнении с тем, если бы для выработки этого объема электроэнергии использовался уголь.

6. План мероприятий по реализации Программы развития газовой отрасли Республики Казахстан на период с 2004-2006 гг. <*>

Сноска. В раздел 6 внесены изменения постановлением Правительства РК от 22 февраля 2006 года N 114 .

№	Мероприятия	Форма	Ответственные	Срок	Предполагаемые	Источник
п/п	завершения	за исполнение	исполне-	расходы (млн.	финанси-	
	(реализацию)	ния (реа-	ли з а ц и и)	тенге)	рования	

I. Мероприятия по совершенствованию нормативно-правовой базы, направленные на повышение эффективности работы отрасли

1. Разработать Приказ МЭМР, АРЕМ, 4 квартал Не требуется -
методику ЗАО "КМГ", 2004 г.
расчета ЗАО "КТГ",
норм потерь ЗАО "ИЦА",

И ИСПОЛЬЗОВА-

ЗАО "РГС"

В а н и я г а з а
н а с о б с т -
в е н н ы е
н у ж д ы п р и
 т р а н с п о р т и -
р о в к е г а з а
п о м а г и с т -
р а л ь н ы м и
 р а с п р е д е л и -
 т е л ь н ы м
 г а з о п р о в о -
 д а м

2. Разработать Проект МЭМР, МЮ, Постоянно 4,5 ЗАО
базовые норматив- МООС, МИТ, "КТГ",
нормативно- ного акта ЗАО "КИНГ", ЗАО
технические ЗАО "КМГ", "РГС"
документы в ЗАО "КТГ",
газовой ЗАО "РГС"

о т р а с л и ,
п р и в е д е н н ы е
к т р е б о в а н и -
я м з а к о н о д а -
т е л ь с т в а Р К

3. Разработать Проект МИТ, МЭМР, Постоянно Согласно Пользо-
комплекс мер норматив- МООС договоров ватели
по внедрению ного государствен-
международ- правового ственной
ных экологи- акта лицен-
ческих зией

с т а н д а р т о в
I S O в д е я -
т е л ь н о с т и
х о з я й с т в у -
щ и х с у б ь е к -
т о в г а з о в о й
с и с т е м ы

3-1	Разработать проект МЭМР,	4 квартал	Не	Нет
	План мероприятий по реализации Программы развития газовой отрасли Республики Казахстан	поставления	2006 года	требуется
		заинтересованные государственные органы и компании (по согласованию)		
		Правительстве Республики		
	на период 2007 - 2010		Казахстан	
				Г о д ы
				(в т о р о й

э т а п)

II. Мероприятия, связанные с повышением объемов внутреннего потребления газа и обеспечения энергетической безопасности

4.	Разработать Проект акимы 2004-2006	От 5,0 до 10,0	Местные
	региональные норматив- областей, гг. на каждую		бюджеты
	программы ного гг. Астаны		программу
	комплексной правового и Алматы,		МЭМР
	газификации акта		

5.	Активизировать реализацию проекта "Комплексное и эффективное использование попутных	Отчет Правительству Республики Казахстан "КазГерМунай", "ТургайПет-	Аким Кызыл- ординской области, МЭМР, лики "КазГерМунай", "ТургайПет-	Декабрь 2005 г.	2004г.- 2000,0	Республиканский бюджет ОАО "ПККР", Недропользователи
						ролеум "

г а з о в
 м е с т о р о ж д е -
 н и я Ю ж н о -
 Т у р г а й с к о й

в п а д и н ы
А р ы с к у м с к о -
г о п р о г и б а "

6.	Завершить второй этап освоения Амангель- газового месторожде- ния	Отчет Прави- тельству Респуб- д и н с к о г о Казахстан	МЭМР, ЗАО "КМГ", ЗАО "КТГ"	Декабрь 2004 г.	1000,0 3200,0**	Респуб- ликанс- кий бюджет ли ки ЗАО "КТГ", за ем н ы е с р е д с т в а
----	---	--	----------------------------------	--------------------	--	---

7.	Завершить разработку ТЭО строи-	ТЭО	МЭМР, ЗАО проекта	2 квартал "Нефтекон- с а л т и н г "	Не требуется 2004 г.	- т е л ь с т в а К а р а ч а г а - н а к с к о г о Г П З в р а м - к а х " Г а з о - в о г о п р о е к т а "
----	---------------------------------------	-----	----------------------	--	-------------------------	--

8.	Разработать ТЭО проекта добычи метана из угольных месторожде-	ТЭО проекта	МЭМР, Аким Карагандин- ской облас- ти, АЧС	4 квартал 2004 г.	На основе расчетов	Средства хоз. субъек- тов, заемные средства н и й К а р а - г а н д и н с к о й о б л а с т и
----	--	----------------	---	----------------------	-----------------------	--

9.	Разработать предвари- тельное проект	Предва- ритель- ное ТЭО проект	МЭМР, ЗАО "КМГ", ное ТЭО	Декабрь 2005 г. ТЭО	2,3 ЗАО	ЗАО "КТГ" "КТГ" проект
----	---	---	--------------------------------	---------------------------	--------------------	---------------------------------

с т р о и т е л ь -
с т в а н о в о г о
и р а с ш и р е н и я
д е й с т в у ю щ и х
п о д з е м н ы х
х р а н и л и щ
г а з а в
ю ж н о м
р е г и о н е
с т р а н ы

*III. Мероприятия, связанные со структурной оптимизацией субъектов
газового рынка отрасли*

10. Рассмотреть Отчет КГИиП МФ, 4 квартал Не требуется -
вопрос о Прави- МЭМР, ЗАО 2004 г.
проведении тельству "КМГ", ЗАО
структурной Респуб- "КТГ",
реоргани- лики акимы
зации по Казахстан областей,
централи- гг. Астаны
зации ре- и Алматы
г и о н а л ь н ы х
г а з о т р а н с -
п о р т н ы х
с и с т е м
Р е с п у б л и к и
К а з а х с т а н
н а б а з е
З А О " К Т Г "

*IV. Мероприятия, осуществляемые для дальнейшего развития транзитной
инфраструктуры РК и повышению экспорта казахстанского газа*

11. Провести Отчет МЭМР, ЗАО 3 квартал Не требуется В рамках
комплексное Прави- "КМГ", ЗАО 2004 г. соглаше-
целевое тельству "КИНГ" ния с
исследование Республи- компанией
проблемных ки Exxon KGV

вопросов
и локальных
проектов
развития
газовой
отрасли РК
Казахстан

12. Провести работы Проект МЭМР, МИД В течение Не требуется -
работы норматив- 2004 г.
совместно с ного
МИД Респуб- правового
лики Казах- акта
стан по
созданию
Международ-
ного Газо-
вого Альянса
со странами
СНГ - произ-
водителями
природного
газа

13. Принять Отчеты МЭМР, ЗАО Постоянно Не требуется -
меры по реализации ству
Соглашения Респуб-
между Пра- лики
вительством Казахстан
РК и Прави-
тельством
РФ о сотруд-
ничестве в
газовой
отрасли от
28 ноября
2001 года

14. Осуществлять Отчет ЗАО "КМГ", 2004-2006 80000** ЗАО "ИЦА"

меры по модернизации магистральной газопроводной системы	Министерству РК	ЗАО "КТГ, ЗАО "ИЦА" энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан
--	-----------------	--

15. Проведение предварительного изучения возможности реализации	Отчет МЭМР, ЗАО "КМГ" Правительству Республики Казахстан	1 квартал 2005 г.	В рамках соглашения	ЗАО "КМГ", Китайская национальная нефтегазовая корпорация
---	--	-------------------	---------------------	---

п р о е к т а
 г а з о п р о в о -
 д а
 " К а з а х с т а н -
 К и т а й "

Примечание: 1. Финансирование из бюджетных средств на Мероприятия, реализуемые в 2004 году подтверждены соответствующими решениями

2. (*) На последующие годы по финансируемым мероприятиям из бюджетных средств указаны суммы, которые будут рассматриваться по инициативе уполномоченных органов на бюджетной комиссии

3. (***) Предполагаемые расходы будут уточняться на основе соответствующих расчетов

Принятые обозначения:

АРЕМ - Агентство РК по регулированию естественных монополий
 ЗАО "РГС" - ЗАО "Региональная газотранспортная система"
 КГиОН МЭМР - Комитет геологии и охраны недр Министерства энергетики

и минеральных ресурсов

- МЧС - Министерство по чрезвычайным ситуациям
ОАО "ПККР" - ОАО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз"
ЗАО "КМГ" - ЗАО "КазМунайГаз"
ЗАО "КТГ" - ЗАО "КазТрансГаз"
КГИиП МФ - Комитет по государственному имуществу и приватизации
Министерства финансов РК
КСМиС МИТ - Комитет по стандартизации, метрологии и сертификации
Министерства индустрии и торговли
МИТ - Министерство индустрии и торговли
МТСЗН - Министерство труда и социальной защиты населения
МЭБП - Министерство экономики и бюджетного планирования
МЭМР - Министерство энергетики и минеральных ресурсов
МЗ - Министерство здравоохранения
МЭМР - Министерство энергетики и минеральных ресурсов
МФ - Министерство финансов
МООС - Министерство охраны окружающей среды
МЮ - Министерство юстиции
"Еххон KGV" - Компания "Еххон Kazakhstan Gas Ventures Ltd."
ОПЭ - Опытная промышленная эксплуатация
ТЭО - Технико-экономическое обоснование

**Генеральная схема
существующих и перспективных газопроводов РК**
(См. бумажный вариант)