

УДК 551.538.338.012.338.2

А.В. Чередниченко

Институт проблем экологии КазНУ им. аль-Фараби, Республика Казахстан, г. Алматы

E-mail: geliograf@mail.ru

**Трубопроводный транспорт Казахстана:
перспективы развития и снижения выбросов парниковых газов**

Разработка новых месторождений углеводородного сырья и постоянный рост спроса на внутреннем и внешнем рынке заставляют интенсивно наращивать новые производственные мощности. К сожалению, имеется ряд проблем с транспортировкой нефти и газа. Показано, что потенциала существующих магистралей не хватает для уверенного развития Республики. В статье проанализированы основные причины источников потерь сырья при транспортировке трубопроводами, а также внутренние механизмы заставляющие добывающие компании сжигать газ в факелах.

Ключевые слова: Магистральные трубопроводы, эмиссия парниковых газов, система транспортировки нефти и газа, сокращение сжигания попутного газа, инфраструктура, экологически безопасные технологии, инвестирование, месторождения нефти.

A.V. Cherednichenko

**Pipeline transport of Kazakhstan:
prospects for development and the reduction of greenhouse gases**

Development of new hydrocarbon fields and constant growth of demand on internal and external market force intensively build new production capacity. Unfortunately, there are some problems with the transportation of oil and gas. It is shown that the capacity of the existing roads is not enough for a steady development of the Republic. The article analyzes the main reasons of sources of raw material loss during transportation pipelines, as well as internal mechanisms forcing mining companies to burn gas flaring.

Keywords: Main pipelines, greenhouse gases, the system of oil and gas transportation, gas flaring reduction, infrastructure, environmentally friendly technologies, investments, oil field.

А.В. Чередниченко

**Қазақстан құбыр желісі көлігі:
болашақта дамуы және парниктік газдардың тасталуын азайту**

Көмірсутектер шикізатының жаңа кен орындарын өңдеу және ішкі және сыртқы нарықта әрдайым сұраныстың өсуі жаңа өндірістік қуаттылықтың қарқынды дамуына әкеледі. Өкінішке орай мұнай мен газ тасымалдауда кейбір мәселелер туындайды. Республиканың сенімді өсуі үшін қолданыстағы магистралдардың мүмкіншілігінің жеткіліксіз екендігі көрсетілген. Мақалада құбырмен тасымалдау кезінде өнімнің ысырап жасалуының негізгі себеп көздері, сонымен қатар шырақта газды жағу компаниясының мәжбүр етуші ішкі механизмі талданған.

Түйін сөздер: Құбыр магистралдары, парниктік газдар эмиссиясы, мұнай мен газды тасымалдау жүйесі, бағытас газдарды жағуды қысқарту, инфрокұрылым, қауіпсіз экология технологиясы, инвестициялау, мұнай кен орындары.

Введение

Развитие Казахстана, как независимого государства, напрямую связано с использованием углеводородного сырья. Огромные запасы газа, нефти и угля позволяют Казахстанской экономике быть независимой в вопросах использования ископаемого топлива для собственных целей [1]. В тоже самое время,

находясь в мировой экономической системе, страна делает все возможное для увеличения экспорта углеводородного сырья и создания соответствующей транспортной инфраструктуры, которая к большому сожалению не сильно изменилась по отношению к периоду вхождения страны в состав СССР. Тем не менее, новые месторождения (Кашаган, Карачаганак, Тенгиз) с огромными подтвержден-

ными запасами нефти и газа требуют создания новой трубопроводной инфраструктуры, с тем, чтобы была возможность увеличения экспорта и ликвидации внутристранового дефицита как на газ, так и на продукты нефтепереработки.

Для транспортировки углеводородов в республике используется более 20 тыс. км магистральных трубопроводов [2-5]. Проблемы внутреннего рынка заключаются в том, что запасы и добыча нефти сосредоточены на западе, в то время как потребители находятся на юго-востоке и индустриальном севере. Развитие трубопроводной инфраструктуры в Казахстане в значительной степени обусловлено внешней стратегией, политикой в сфере производства нефтепродуктов в Казахстане и газификации населенных пунктов республики. Увеличение объемов добычи углеводородов привело к необходимости расширения транспортной инфраструктуры внутри страны, а также к реализации ряда проектов, призванных обеспечить транспортировку нефти и газа в импортирующие государства. В настоящее время несколько проектов находятся на различных этапах развития.

Имеется ряд нерешенных проблем обеспечения поставок нефти и газа на экспорт. Как наследие советской экономической системы, добываемая на западе нефть транспортируется, преимущественно, через Россию на мировые рынки, а внутренняя потребность в углеводородах на востоке удовлетворяется путем импорта из Сибири. Кроме того, большинство из существующих трубопроводов были построены несколько десятилетий назад и предназначались для реализации целей бывшего Советского Союза, а не Казахстана, как независимого государства [6].

Казахстаном проделана большая работа по развитию трубопроводной инфраструктуры с учетом того, что трубопроводы являются самым дешевым и экологически безопасным способом транспортировки углеводородов. Новые трубопроводы расширяют географию экспорта и воплощают идею создания многовекторной системы транспортировки казахстанской нефти и газа. Построены трубопроводы через всю территорию Республики на Китай, продолжается работа по строительству дополнительных трубопроводов в этом направлении и экспорту кроме газа еще и нефти. Развивается газификация населенных пунктов в Казахстане, однако этот процесс идет достаточно медленно, основной причиной является все еще зависимость юга от газа, поступающего с

территории Узбекистана, и в отсутствии газопроводной системы в других регионах страны. К сожалению, на сегодня сложилась ситуация, когда, имея огромные запасы углеводородного сырья, страна не может обеспечить свои потребности в газе (провести полную газификацию страны) с одной стороны и производить продукты нефтепереработки (бензин, дизель) для удовлетворения внутреннего спроса (два из трех НПЗ работают на Российской нефти и, соответственно, на экспорт) [6, 7].

Материалы и методы

Решить данные проблем можно было бы, создав трубопроводную структуру и газоперерабатывающие предприятия на месторождении Кашаган, с тем, чтобы не сжигать попутный газ и не закачивать его обратно в пласт, а очищать и направлять на нужды Казахстана

В общем объеме перевезенных грузов в 2010 году доля трубопроводного транспорта составила 8%, в грузообороте – 23%. В объеме совокупных доходов от транспорта доля трубопроводного транспорта составляет 39,8% [2-5]. В Казахстане транспортировку нефти и газа осуществляют следующие компании: «КазТрансОйл» («КТО») и «КазТрансГаз» («КТГ»). Трубопроводный транспорт в Казахстане представлен в 2011 году магистральными нефтепроводами – 7912,0 км и газопроводами – 12318,4 км (таблица 1).

Плотность трубопроводов в расчете на 1000 кв. км территории республики увеличилась в Казахстане в 2006 – 2011 годах с 6,0 до 7,4 км [2-5].

По мере увеличения объемов инвестирования в нефтедобычу, Казахстан приступил к реконструкции магистральных трубопроводов. Доля трубопроводного транспорта превалирует в общем объеме экспорта нефти и составляет 77,7%.

В таблицах 2 и 3 приведена динамика транспортировки нефти и газа по магистральным трубопроводам Казахстана [2-5].

В транспортировке газа по казахстанским магистральным газопроводам международный транзит составляет 90%. Объемы транзита возросли с 55 млрд. куб. м (1998 год) до 113 млрд. куб. м (2008 год). Авария в Туркменистане привела к пересмотру соглашения с «Газпромом» и снижению объема транзита газа более чем на треть.

Таблица 1 – Протяженность магистральных трубопроводов (км)

Трубопроводы	2007	2008	2009	2010	2011
Магистральные трубопроводы – всего	16 264	16 295	20 345	20 180.2	20 230.4
в том числе:					
газопроводы	10 138	10 138	13 071	12 268.6	12 318.4
нефтепроводы	6126	6 157	7 274	7 911.6	7 912.0
Густота магистральных трубопроводов, км на 1000 кв. км, территории	6.0	6.0	7.5	7.4	7.4
Густота перевозок грузов по магистральным трубопроводам, млн. ткм на 1 км длины трубопровода	5.4	5.5	3.5	4.4	4.6
По данным Министерства нефти и газа Республики Казахстан.					

Таблица 2 – Транспортировка грузов по магистральным трубопроводам по видам грузов(млн.т).

Годы	2007	2008	2009	2010	2011
Грузы					
Грузы — всего	193.8	195.8	162.9	194.0	214.0
в том числе:					
газ	119.7	119.2	82.1	89.4	99.9
из него — транзит	113.8	112.5	67.8	71.8	81.4
нефть	74.1	76.6	83.8	104.6	114.1

Данные агентства по статистике РК

Повышение Казахстаном в начале 2009 года тарифов за транзит газа на 21% лишь частично компенсировало значительные потери прибыли от транзита. Размер повышения транзитного тарифа составил с \$1,4 до \$1,7 за 1 тыс. куб. м на 100 км. КНР, по некоторым сведениям, платит РК за транзит \$4. Размер рентабельного тарифа составляет \$5. В структуре грузооборота доля газа значительно снизилась (рис. 1).

Развитие магистрального нефтепроводного транспорта определяется потребностями нефтяной промышленности. Значительная часть магистральных нефтепроводов эксплуатируется свыше 20-ти лет. На рисунке 2 приведена возрастная структура трубопроводов, принадлежащая компании АО «КазТрансОйл». Как видно из рисунка более 3160 км трубопровода имеют срок эксплуатации более 20 лет, что приводит к рискам возникновения на них аварийных ситуаций¹.

¹ В построенную в конце 70-х годов и в начале – 80 годов прошлого века магистральную систему нефтепроводов АО «КазТрансОйл» был заложен значительный запас прочности. Тем не менее практика показывает, что по истечении 10-15 лет эксплуатации магистральных

стабильность их функционирования обеспечивается благодаря внедрению прогрессивных методов диагностики, проведению планомерно-предупредительных и ремонтных работ, которые «КТО» проводит, преимущественно, за счет своих средств. – КТК является одним из наиболее важных современных проектов по транспортировке казахстанской нефти на экспорт. Его пропускная способность составляет 28 млн. т в год (с использованием антифрикционных присадок – 35 млн. тонн нефти в год).

Казахстанская Каспийская система транспортировки нефти (ККСТ) объединяет трубопровод БТД («Баку – Тбилиси – Джейхан») с казахстанской сетью. Проект ККСТ – БТД ориентирован на разработку месторождения Кашаган, которое планируется запустить в полном объеме в 2013 – 2016 годах.

нефтепроводов, вследствие их физического износа и естественного старения, возможен рост отказов и аварий. «КазТрансОйл» был заложен значительный запас прочности. Тем не менее практика показывает, что по истечении 10-15 лет эксплуатации магистральных нефтепроводов, вследствие их физического износа и естественного старения, возможен рост отказов и аварий.

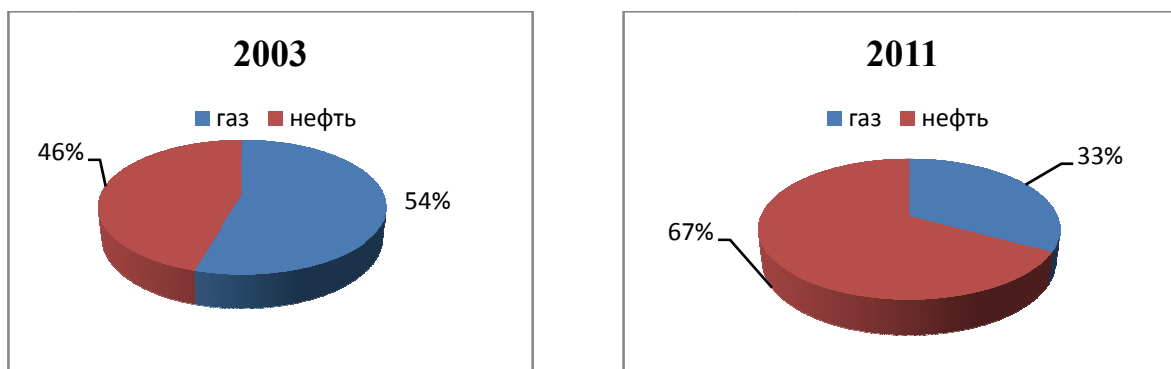


Рисунок 1 – Структура грузооборота магистральных трубопроводов в 2003 и 2011 годах, в %

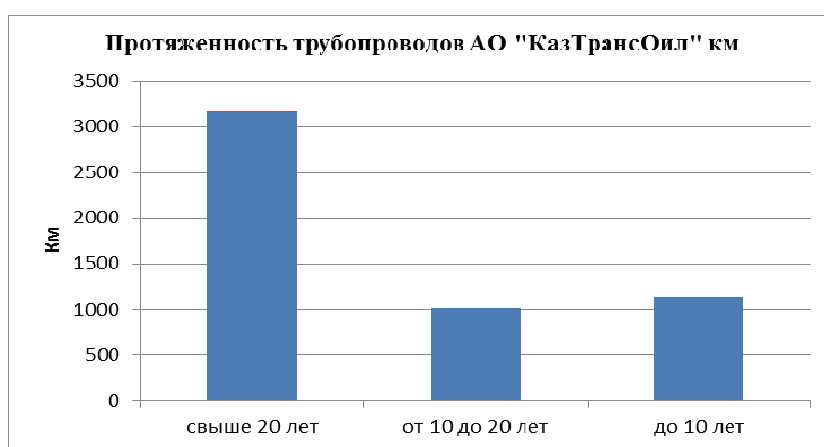


Рисунок 2 – Возрастная структура трубопроводов

Современное состояние газовой трубопроводной инфраструктуры Казахстана характеризуется устаревшей производственно-технической базой, нарастающим уровнем непригодности магистральных трубопроводов, отсталостью ремонтного оборудования и применяемых технологий. В последние годы темпы роста эксплуатационных расходов газопроводного транспорта превышали рост грузооборота. Ремонт и модернизация магистральных газопроводов требуют немалых расходов. За 2008 – 2010 годы КазтрансГаз (КТГ) инвестировал в модернизацию и строительство более \$780 млн. За 10 лет реконструировано и построено свыше 1000 км трубопроводов с учетом новых международных магистралей.

За 10 лет «КТГ» восстановил и построил около 900 км новых внутренних газопроводов, прокачал более 1 трлн. кубометров газа, начал собственную добычу на юге республики, доведя ее до 2 млрд. кубометров в 2009 году. Общая протяженность газопроводов превышает 17 тыс. км [2-5].

В 2010 году объем транспортировки газа

АО «КазТрансГаз» по магистральным газопроводам составил 99,445 млрд. куб. м, в том числе международный транзит – 77,5 млрд. куб. м [2-5].

Согласно таблице 3 общие потери газа на линейной части национальных газопроводов составляют 2-3 %, а согласно СНиП до 10%, практически столько же, сколько потребляет Алматинская область.

В таблице 4 представлены основные регионы Казахстана, имеющие газовую инфраструктуру. Как видно из таблицы центральный, северный и восточный Казахстан, где сосредоточены основные производственные мощности страны- Металлургическая, Обрабатывающая, Цементная и Энергетическая промышленность не имеют доступа к чистому (газовому) топливу. Здесь необходимо отметить, что крупнейшие Энергетические станции страны – Экибастузская, Павлодарская, Астанинская и ряд других работают по этой причине на угле, выбрасывая в общей сложности до 60-70% общенациональных выбросов ПГ от всей экономики Казахстана.

Таблица 3 – Потребление и распределение газа при транспортировке

	2008	2009	2010
Объем транспортируемого газа, млрд. куб. м газа	115,656	91,088	99,445
В том числе транзит, млрд. куб. м газа	97,738	73,160	77,451
Потреблено внутри Казахстана, млрд. куб. м газа	8,424	7,914	8,497
Потери при транспортировке на линейной части составили, млн. м ³	190,879	134,287	194,331
потери сожженного топлива на компрессорных станциях (топливный газ), млн. м ³	1734,036	748,567	683,731
Количество компрессорных станций	19+3	19+3	19+3
Потери газа всего по (СНиП), млрд. куб. м газа	2,047	1,012	1,019

Таблица 4 – Объемы транспортировки газа и потери за период 2009-2011 гг (тыс.м³)

Показатели,г.	2009 г.	2010г.	2011Г
Транспортировка газа	91088 770	98 195 186	102 926 793
В том числе транзит	73 160 397	77 451 123	81413 501
Объем газа по областям			
Атырауская	1 183 062	1 079 830	1281810
Мангыстауская	1 318 626	1 717 092	1 820 863
ЗКО	535 275	556 932	697 462
Актюбинская	1 316 656	1 465 796	1 553 496
Костанайская	753 992	864 305	934 306
ЮКО	837 899	859 072	1 000 993
Жамбылская	790350	674 543	916 956
Алматинская	979 211	1 062 596	1 183 685
Кызылординская	199 116	217 313	231263
Потери при транспортировке на ЛЧ (включая рем.работы и аварии)	153 803	178 205	156 221
Кол-во КС шт.	22	22	22
Потери КС	12	11	10,5
Потери сожженного топлива КС (тыс.м ³)	804 107	781726	621141
Потери СТН (всего) (тыс.м ³)	967 589	971 330	801 889

Одной из серьезных проблем функционирования магистральных нефтепроводов является проблема незаконных врезок в трубопроводы «КТО», что несет угрозу не только безопасной деятельности компании, но и экономике и экологии страны, имиджу государства как надежного и стабильного партнера на мировом рынке поставки углеводородов. Распространение врезок приняло широкий размах, превратившись в организованный преступный бизнес.

На данном этапе достаточно действенной превентивной мерой хищения нефти стал принятый в октябре 2010 года Закон Республики Казахстан «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам усиления ответственности в сфере оборота нефти и отдельных видов нефтепродуктов». С принятием Закона число посягательств на нефтепроводы уменьшилось. Однако, не

следует возлагать чрезмерные надежды на ужесточение наказаний. Как показывает опыт, эффект этот временный. Более действенными являются меры профилактики преступлений, связанные с решением социально-экономических проблем населения, проживающего в регионах расположения нефтепроводов [8].

Результаты и обсуждение

В 2011 г. добыча нефти в Казахстане составила 80,06 млн. т. что на 0,4 % выше уровня добычи в 2010 г. и на 310,1 % выше уровня добычи в 1990 г [2-5]. Основными недропользователями, осуществляющими деятельность по добыче нефти и газового конденсата являются: Национальная компания АО «КазМунайГаз», Аджип, ВР, Карачаганак Петролеум, ТШО, и многие др.

Транспортировка нефти. В Казахстане функционирует развитая система транспорти-

ровки нефти трубопроводным транспортом, железнодорожным и морским транспортом. Нефтепроводы обеспечивают поставку нефти на Казахстанские НПЗ, а также осуществляют поставку нефти в Россию, и далее в Европейские страны. На сегодняшний день основными действующими экспортными маршрутами казахстанской нефти являются трубопровод Атырау-Самара, трубопровод КТК, трубопровод Атасу-Алашанькоу, порт Актау.

Эксплуатацию магистральных нефтепроводов выполняет компания ОА «КазТрансГаз», которая входит в общую систему предприятий АО НК «КазМунайГаз».

В 2011 г. на НПЗ Казахстана было переработано около 13,775 млн. т нефти и газового конденсата, при этом общее количество переработанной нефти и газового конденсата имеет тенденцию к увеличению, что связано с увеличением спроса на топливо транспортным сектором РК [2-5].

Добыча природного газа в Казахстане осуществляется достаточно длительный период времени, особенно в западных регионах страны, южные же области снабжаются газом, поступающим из Узбекистана и Туркменистана. Для достижения целей независимости южных и центральных областей страны от сопредельных стран Республика в последние годы провела ряд мероприятий по разведке и определению балансовых запасов природного газа по всей территории страны. Строятся крупные газопроводные системы на Китай с возможностью обеспечения южных и центральных регионов своим газом. Интенсивное развитие газодобывающей промышленности в последнее десятилетие позволило достичь максимального уровня добычи природного газа в 2011 г., которая составила 39,5 млрд. м³, что выше уровня 2010 г. на 5,7 % и в пять раз выше по отношению к 1990 г [2-5].

Транспортировка природного газа. Газотранспортная система (ГТС) Казахстана является крупнейшей в Средней Азии. Основным оператором ГТС является АО «Интергаз Центральная Азия». АО «Интергаз Центральная Азия» создано в июне 1997 года. Компания осуществляет непосредственное управление переданной ей в концессию газотранспортной системой Казахстана и входит в состав группы компаний АО «КазТрансГаз» (дочерняя АО НК «КазМунайГаз»). Основными направлениями деятельности АО «Интергаз Центральная Азия» являются эксплуатация и техническое

обслуживание системы магистральных газопроводов, и осуществление транспортировки природного газа для внутренних потребителей, а также международного транзита. Фактически «Интергаз Центральная Азия» контролирует все магистральные газопроводы республики общей протяженностью более 11 тыс. км. Благодаря постоянной модернизации их мощность постоянно возрастает. Компания осуществляет транспортировку газа по территории Казахстана по 10-ти магистральным газопроводам. Транспортировка газа осуществляется 22 компрессорными станциями, на которых установлено 284 газоперекачивающих агрегата различных типов и моделей. Наиболее крупный из газопроводов – это МГ «Средняя Азия-Центр», суммарная протяженность которого в однониточном исполнении составляет 4892 км. Кроме того, в состав Компании входят 3 подземных хранилища газа (ПХГ). Наиболее крупное из них Бозойское ПХГ, расположенное в Актюбинской области. Действуют также Полторацкое ПХГ, расположенное в Южно-Казахстанской области, а также Акыртюбинское ПХГ в Жамбылской области. Подземные хранилища газа предназначены для обеспечения природным газом потребителей в зимние сезоны, а также в периоды уменьшения объемов поставок газа.

Общий объем транспортируемого газа по системам трубопроводов по территории РК составили в 2011 году 102,9 млрд. м³ и увеличился по отношению к 2010 году на 3,5% и по отношению к 1990 г. – 114,4 %.

Экспортный потенциал Казахстана по газу используется только частично из-за отсутствия необходимой инфраструктуры, а также низких закупочных цен на газ, установленных российским «Газпромом»². Увеличение добычи и экспорта газа требует значительных инвестиций на формирование инфраструктуры, что нерентабельно при нынешних ценах на экспорт и транзит газа в Россию. Однако эти вопросы требуют разрешения в контексте сохранения природной среды и реализации упущенных экономических возможностей Казахстана.

В Казахстане решаются вопросы дальнейшего развития газификации в регионах. Однако

² Казахстан в настоящее время экспортирует природный газ только в Россию. Ряд крупных газовых месторождений в Казахстане не имеют доступа к экспортным газопроводам. По газопроводу Центральная Азия – Китай Казахстан пока не экспортирует свой газ.

на современном этапе признано экономически нецелесообразным прокладывать магистральные газопроводы на северо-восток и в центральный Казахстан, основная причина – большие расстояния и низкая плотность населения, рассматриваемых регионов.

Серьезной проблемой строительства и реконструкции газопроводов в Казахстане является отсутствие в республике производства труб большого диаметра, способных выдержать высокое давление транспортируемого газа. Стоимость труб достигает почти половины стоимости газопровода. В этой связи, учитывая, что в перспективе на ближайшие 50–70 лет Казахстан остается транзитером и экспортером газа, производство больших труб целесообразно организовать в Казахстане в расчете на казахстанские потребности, а также на экспорт в Узбекистан, Россию и другие государства ЦА, имеющие магистральные газопроводы [6,7].

Среди проблемных вопросов развития казахстанского содержания являются отсутствие в Казахстане мощностей по производству других видов оборудования для трубопроводов, высокая стоимость, а также несоответствие производимого на отечественных предприятиях оборудования и техники мировым стандартам качества для трубопроводной инфраструктуры. В этой связи целесообразно в рамках ГПФИИР особо рассмотреть вопросы организации таких производств и обеспечения качества производимого оборудования с тем, чтобы повысить уровень Казахстанского содержания.

В качестве возможного перспективного экспортного газового проекта Правительством РК обсуждается участие республики в проекте «Nabucco», который пройдет через Кавказ и Малую Азию в Европу. Экспортный объем газа может составить 31 млрд. кубометров в год. Однако противоречия интересов сторон в проекте не позволяют принять окончательное решение о строительстве трубопровода.

В рамках Соглашения с китайскими партнерами «КМГ» планирует разработку совместных научно-технических проектов, в т.ч. создание и развитие научно-исследовательского центра нефтегазовой отрасли в СЭЗ «Парк информационных технологий» в городе Алматы. Инвестиционная программа компании направлена на проекты разведки и добычи углеводородного сырья, развития транспортной инфраструктуры и нефтепереработки. Среди специальных научных подразделений в области проектирования,

строительства и обслуживания трубопроводного транспорта в Казахстане имеется только ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа» (ТОО «КИТНГ»), который является правопреемником Государственного института по проектированию объектов газовой отрасли «Казгипрогаз», созданного согласно Постановлению Совета министров КазССР №49 от 05.02.1973 года. Учитывая стратегическое значение развития трубопроводного транспорта в Казахстане и растущие требования к безопасности его работы, необходимо усилить научное обеспечение данного сектора транспортной отрасли.

Экспертами прогнозируется, что в ближайшем будущем Казахстан может войти в «десятку» ведущих нефтедобывающих стран, выйти на уровень Кувейта³. Соответственно возрастает потребность в транспортировке углеводородов на внутренний рынок республики и ожидаемое удвоение экспорта нефти в период до 2020 года. Перспективы трубопроводного транспорта в Казахстане предполагают несколько направлений развития с целью преодоления имеющихся диспропорций, повышения готовности транспортировать возросшие объемы нефти после освоения крупнейших месторождений республики на этапе 2015–2020 годов.

В рамках планов развития трубопроводной инфраструктуры для экспорта казахстанской нефти предстоит реализация следующих проектов:

- расширение КТК, стартовавшее в 2011 году позволит в начале 2015 года увеличить экспорт казахстанской нефти с 28 до 52 млн. тонн в год, что потребует инвестиций в размере \$5,4 млрд.;

- увеличение мощности трубопровода «Казахстан-Китай» с 11 до 20 млн. тонн предполагает строительство дополнительных нефтеперекачивающих станций и будет реализовано по мере роста ресурсной базы;

- Казахстан до 2020 года сохранит объем экспорта в размере 15 млн. тонн нефти через нефтепровод Атырау – Самара. На данном направлении необходима модернизация нефтепровода;

- Казахстан к 2020 году планирует отказаться от экспорта нефти на Оренбургский ГПЗ, объем которого составлял 1,6 млн. тонн в 2011 году;

³ Прогнозный уровень добычи в 2020 году оценивается в 130-140 млн. тонн.

– потенциальное использование Казахстанско-Каспийской системы транспортировки (ККСТ) завершает список действующих экспортных маршрутов Казахстана. В рамках этой системы Казахстан намерен к 2020 году увеличить экспорт нефти через порт Актау на Каспийском море с 9 до 12 млн. тонн, экспорт по железной дороге с 7,4 до 11 млн. тонн, соответственно. Намечается строительство трубопровода «Ескене – Курык» и нефтяного терминала в порту Курык, стоимостью около \$1,6 млрд., в рамках ККСТ. На данном направлении Казахстану предстоит наращивать флот танкеров и создавать базы технического обслуживания флота.

Среди потенциальных дополнительных экспортных трубопроводов обсуждается иранское направление. По предварительным исследованиям экспертов, маршрут «Казахстан – Туркменистан – Иран» является одним из экономически привлекательных вариантов для экспорта казахстанской нефти на рынки стран Персидского залива⁴. Однако нагнетание политической напряженности вокруг атомной программы Ирана затрудняет реализацию этого и других экономически выгодных проектов строительства трубопроводов для экспорта казахстанских энергоносителей.

Принятый в Казахстане принцип – «равный доступ к системе магистральных нефтепроводов для всех грузоотправителей», предполагает решить в перспективном периоде вопросы транспортировки нефти в восточном направлении в Индию. Индийская Компания «ONGC» вошла в нефтяной бизнес Казахстана, приобретя долю в проекте «Сатпаев» в размере 25%⁵ в 2011 году⁶. Индия также ведет переговоры о возможном участии в добыче нефти на месторождении «Кашаган». Традиционно Индия покупает нефть в Иране. Однако целесообразно иметь и альтернативные пути транспортировки нефти и готовых нефтепродуктов из РК, учитывая вышеуказанные риски, связанные с ситуацией вокруг Ирана.

Для Казахстана все более перспективным энергоносителем становится природный газ. Добыча газа в 2015 году достигнет 59,3 млрд.

кубометров⁷, по сравнению с 42 млрд. в 2011 году и 37,4 млрд. кубометров в 2010 году. Особенностью разведанных запасов газа в республике является то, что добыча газа ведется попутно с добычей нефти и конденсата.

Поэтому активное освоение месторождений и резкий рост объемов добычи нефти вызывают потребность утилизации все увеличивающихся объемов добываемого попутного газа. В этой связи для Казахстана является полезным изучить опыт Норвегии, США и России, где уровень утилизации попутного газа составляет, соответственно, 98, 97 и 95%.

Для обеспечения 1,5 млн. казахстанцев на юге республики доступным газом «КМГ» планирует построить третью нитку магистрального газопровода «Казахстан – Китай» и магистральный газопровод «Бейнеу – Бозой – Шымкент»⁸. За период с 2010 по 2020 годы прогнозируется увеличение добычи сырого газа на 50%, что связано с началом реализации проекта по освоению Кашаганского месторождения. Общие инвестиции проекта оцениваются в объеме свыше 500 млрд. тенге. Газопровод строится на паритетных началах с Китайской стороной. Срок окончания строительства линейной части – 2013 год. Мощность на первом этапе составляет 5 млрд. куб.м. в год⁹. Строительство газопровода «Бейнеу – Бозой – Шымкент» и соединение его с газопроводом «Центральная Азия – Китай» также обеспечивает возможность экспорта казахстанского газа в Китай.

В перспективном периоде в Казахстане увеличится транзит газа до 160 млрд. кубометров (в 3 раза больше чем в 1998 г.). По сообщениям «КТГ», на ближайшее будущее запланировано начало реконструкции основного магистрального газопровода «Средняя Азия – Центр», которая будет финансироваться как из текущих тарифных поступлений, так и из внешних источников.

Газопровод «Средняя Азия – Центр» имеет протяженность 4495 км. Программой реконструкции системы газопроводов предусматривается постепенное увеличение их мощности с 54,6 млрд. м³ до 100 млрд. м³ в год. В 2010 году введен в строй газопровод «Туркменистан – Узбекистан – Казахстан – Китай». Мощность –

⁴ По проекту маршрут нефтепровода начинается в Западном Казахстане, проходит через Западный Туркменистан и далее по территории Ирана до его северного региона.

⁵ С возможным ростом до 35%.

⁶ Добычу на месторождении предполагается начать в 2020 году.

⁷ В соответствии с прогнозом министерства

⁸ Проект вошел в ГПФИИР

⁹ Мощность может быть увеличена до 15 млрд. куб.м. за счет строительства компрессорных станций.

30 млрд. куб.м. газа в год¹⁰. По просьбе Китайской стороны Казахстан увеличит мощность до 55 млрд. куб.м. в год. Таким образом, газопроводная инфраструктура остается одной из ключевых отраслей Казахстана со значительным потенциалом роста.

Развитие внутренних газораспределительных сетей Казахстана в последнее десятилетие идет стремительными темпами. С 1990 г. протяженность газораспределительных сетей увеличилась на 20%. Необходимо отметить, что основной прирост протяженности сетей пришелся на сети низкого давления и малого диаметра, которые обеспечивают подачу газа индивидуальным домохозяйствам. Ведущей организацией, которая занимается координацией работы предприятий по газораспределению и газоснабжению является АО «Казтрансгаз» - «дочерняя АО НК «КазМунайГаз». Эксплуатацией газораспределительных сетей и поставкой природного газа непосредственно потребителям занимаются предприятия по газоснабжению и газификации.

Летучие выбросы от трубопроводов и газораспределительных сетей значительны.

Коэффициент летучих выбросов, связанных с транспортировкой, хранением и переработкой нефти для предприятий РК может меняться и составлять от 0,003 до 0,005 % от общего объема произведенной продукции. При этом концентрация метана в летучих выбросах меняется от предприятия к предприятию и составляет от 65 до 78 %.

Для перевода объема CH_4 в тонны используются данные о плотности метана при стандартных атмосферных условиях температуре 200С и атмосферном давлении 760 мм ртутного столба, которая составляет 0,72 кг/м³.

Выбросы от обращения с нефтью определялись в соответствии с рекомендациями «Пересмотренных руководящих принципов». Приняты следующие коэффициенты выбросов метана в соответствии с [9]:

- 4500 кг CH_4 /ПДж – для добычи нефти;
- 1000 кг CH_4 /ПДж – при переработке нефти;
- 200 кг CH_4 /ПДж – при хранении нефти.

Транспортировка нефти в Казахстане осуществляется трубопроводным и другими видами транспорта. По этой причине были использованы коэффициенты выбросов «по умолчанию» для транспортировки нефти по трубопроводам из Руководства по эффективной

практике. Приняты следующие коэффициенты выбросов при транспортировке, приведенные к объемам прокачки нефти по нефтепроводам:

- 4,9·10-7Гг/тыс. м³ – для CO_2 ;
- 5,4·10-6Гг/тыс. м³ – для CH_4 .

Для перевода количества транспортируемой нефти из единиц массы, которые фиксируют нефтетранспортные предприятия, в объемные единицы использовалась средняя плотность российской экспортной смеси Urals – 0,865 т/м³.

Выбросы при добыче природного газа определялись в соответствии с рекомендациями Руководства по эффективной практике и коэффициентами по умолчанию:

- 2,9 т/млн. м³ – для CH_4 ;
- 95 кг/млн. м³ – для CO_2 .

Транспортировка природного газа. При определении выбросов метана от ГТС Казахстана авторы кадастра основывались на результатах исследований, которые опубликованы в открытой печати, а также консультаций со специалистами.

Однако пока не удалось прийти к общему решению по оценке потерь при транспортировке газа по газопроводам РК, поэтому за основу взяты официальные потери газа при транспортировке, представленные Министерством нефти и газа Казахстана.

Необходимо отметить, что определение выбросов метана от газораспределительных сетей требует предварительного выделения из величины потерь, которые несут газораспределительные предприятия, так называемых коммерческих потерь. Коммерческие потери возникают из-за разницы фактического потребления природного газа и потребления.

По данным Министерства нефти и газа РК за 2011 г. общие потери природного газа в распределительных сетях РК составили около 801,8 млн. м³.

Выбросы метана от утечек у потребителей рассчитывались с использованием подхода, определенного Пересмотренными руководящими принципами [9]. Коэффициенты выбросов метана принимались равными средним значениям из предложенного диапазона по умолчанию, для стран бывшего СССР:

- 280 т/ПДж–утечки на промышленных предприятиях и электростанциях;
- 140 т/ПДж– утечки в жилом и коммерческом секторах.

В качестве данных о деятельности, к которым применялись указанные коэффициенты выбросов, использовалось количество потреб-

¹⁰По нему уже транспортировано 15,2 млрд. куб.м. газа, из них 10,8 в 2011 году.

ленного газа в соответствующей категории.

Расчеты выбросов CO₂ выполнены нами, как и для всех других секторов, на основе национальных коэффициентов и данных Агентства по статистике о количестве

сожженного топлива в этом подсекторе. Для расчетов выбросов CH₄ и N₂O нами использованы коэффициенты «по умолчанию», приведенные в Руководстве. Таким образом, расчеты выбросов CO₂ выполнены на уровне 2.

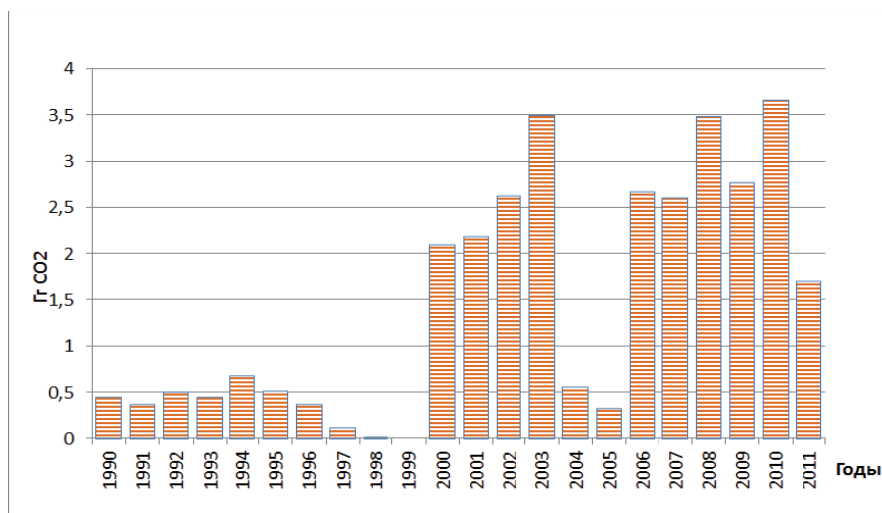


Рисунок 3 – Эмиссия парниковых газов от Трубопроводного транспорта за период 1990...2011 гг. (Гг CO₂-экв.)

Как можно видеть, эмиссия CO₂ за 2011 г в подкатегории «Трубопроводный транспорт» заметно меняется по сравнению с предыдущим периодом. В данном подсекторе произведены пересчеты эмиссий ПГ за последние три года в связи с появлением дополнительных данных о потреблении топлива. В сравнении же с 1990 г, выбросы в целом, начиная с 2000 г, заметно увеличились, среднее превышение эмиссии относительно 1990 г, начиная с 2000 г., равно 350 %. В частности, это связано с вводом в эксплуатацию новых магистралей, в том числе и международных. В 2010 году эмиссия от этого источника в CO₂ – экв. превышает эмиссию 1990 г на 3550,54 тыс.т.

Выводы

Результаты расчетов всех ПГ от трубопроводного транспорта приведены на рисунке 3. Безусловно, некоторые данные, в частности, за 2004 и 2005 гг. вызывают сомнения. Однако сегодня нет более надежных данных для пересчета эмиссий для отдельных лет или всего ряда. На будущее, однако, такая задача перед экспертами стоит и будет выполнена.

Однако, есть и другие виды потерь, в первую очередь это сжигание газа в факелах.

Рассмотрим это на примере крупнейших месторождений.

Проект Кашаган. Согласно спутниковым данным, а также отчету МООС РК, Казахстан сократил сжигание попутного газа, связанного с добычей нефти, на две трети всего за пять лет, с 3,133 млрд. м³ в 2006 г. до 1,350 млрд. м³ в 2010 г., тем самым понизив выбросы CO₂ почти на 4,5 млн тонн. Это примерно такой же объем парниковых газов, который выбрасывает миллион автомобилей. Впечатляющие результаты в Казахстане были достигнуты в том числе за счет проектов, осуществленных компанией "Тенгизшевройл" (ТШО). В 2010 году компания завершила четырехлетний проект утилизации газа стоимостью \$258 млн, что позволило устранить рутинное сжигание газа в факелах на гигантском нефтяном месторождении Тенгиз. ТШО, куда входят Chevron, ExxonMobil, КазМунайГаз и ЛукАрко, сократил сжигание выбросов более чем на 94% с 2000 года, при одновременном увеличении добычи нефти на 147%.

Однако, с запуском проекта на Кашагане Казахстан не только вернется к цифрам 2006 г., но и превысит их в несколько раз, а критики предупреждают, что разливы нефти могут погубить Каспийское море. Что же реально

произойдет при выходе проекта на запланированные параметры?

Начало промышленной работы запланировано на середину 2013 года (запущен 11 сентября), а к 2019 году нефтедобыча на месторождении достигнет 75 млн. тонн в год. Таким образом, Казахстан войдет в пятерку самых крупных мировых нефтедобытчиков.

Однако критики предупреждают, что разливы нефти могут погубить Каспийское море.

ГПЗ «Болашак» для Кашагана Завод, куда нефть и газ будут доставляться с морского комплекса по системе трубопроводов, начали строить в 2002 году в 35 км от Атырау. Проектная мощность установки «Болашак» – 300 тысяч баррелей нефти в сутки с возможностью увеличения до 450 тысяч баррелей и до 4,4 млрд. кубических метров газа в год.

Нынешний оператор разработки месторождения – компания «North Caspian Operating Company» (NCOC) – признает, что Кашаганский проект один из самых сложных в мировой практике. Это объясняется многими особенностями месторождения: высокое пластовое давление, значительное содержание в нефти опасных газов (сероводород и оксид углерода), суровые морские условия (низкий уровень минерализации, температура зимой до 30 градусов мороза, почти полгода ледостава и непредсказуемость сдвигов льда с образованием борозд на дне моря), а также трудности снабжения из-за мелководья Северного Каспия. При этом мощности завода по переработке попутного газа даже на начальном этапе разработки будет не хватать:

При ежедневной добыче в 370 тыс.

баррелей нефти, в сутки будет выделяться 16,2 млн. м³ попутного газа, что в год составит порядка 6 млрд. м³, а мощность завода Болашак рассчитана на 4,4 млрд. м³, значит порядка 1,5 млрд. попутного газа будет сжигаться на факелах. При выходе же проекта на уровень 1,5 млн. баррелей в сутки в год будет выделяться от 20 до 24 млрд. м³ газа, утилизация которого на данном этапе может быть произведена только за счет сжигания на факеле, около 15 млрд. м³. Выбросы ПГ в результате этого возрастут на 28-30 млн. тонн. Закачка же в пласт, несмотря на заверения операторов, достаточно сложна, прежде всего, из-за внутреннего пластового давления.

Таким образом, данный проект будет полностью нарушать статьи Постановления ПРК от 8 ноября 2010 года №1174

Не лучше ситуация и на других промыслах.

Сжигание газа при пуско-наладке технологического оборудования осуществляется в течение периода, связанного с пусконаладочными работами. Разрешение на сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения и при технологически неизбежном сжигании газа выдается на срок не более одного года и со сроком действия до конца календарного года.

При этом сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий трех лет [7].

Из всего сказанного выше следует, что, несмотря на определенные успехи, потери и выбросы в трубопроводной промышленности еще значительны, потребуются немалые усилия, чтобы уменьшить их до разумных пределов.

Литература

- 1 Послание Президента Республики Казахстан – Лидера нации Нурсултана Назарбаева народу Казахстана «Стратегия «Казахстан-2050» – новый политический курс состоявшегося государства». Астана, 14.12.2012.
- 2 Казахстан в 2012 году. Агентство Республики Казахстан по статистике. 2013 г. Астана. С 506.
- 3 Казахстан в цифрах. Агентство Республики Казахстан по статистике. 2013 г. Астана. С 527.
- 4 Транспорт в Республике Казахстан. Агентство Республики Казахстан по статистике. 2013 г. Астана. С 408.
- 5 Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан. Агентство Республики Казахстан по статистике. 2013 г. Астана. С 354.
- 6 Чердниченко Алексей. В. Результаты моделирования развития энергетики и ожидаемая динамика выбросов парниковых газов в Казахстане. Гидрометеорология и экология № 1 2014. Алматы. – с. 2-15
- 7 Чердниченко Алексей. В. О перспективах успешного внедрения эффективных технологий в теплоэнергетику и снижение парниковых газов. Поиск. Серия экологическая № 4, 2013. / Алматы. – с. 193-212.
- 8 Чердниченко Алексей. В. О некоторых экономических и законодательных основах успешного развития зеленой экономики. Поиск. Серия экологическая № 4, 2013. / Алматы. – с. 213-222.
- 9 Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, Том 2, Энергетика, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

References

- 1 Poslanie Prezidenta Respubliki Kazakhstan – Lidera natsii Nursultana Nazarbaeva narodu Kazakhstana «Strategiya «Kazakhstan-2050» – novyj politicheskij kurs sostoyavshegosya gosudarstva». Astana, 14.12.2012.
- 2 Kazakhstan v 2012 godu. Agentstvo Respubliki Kazakhstan po statistike. 2013 g. Astana. S 506.
- 3 Kazakhstan v tsifrakh. Agentstvo Respubliki Kazakhstan po statistike. 2013 g. Astana. S 527.
- 4 Transport v Respublike Kazakhstan. Agentstvo Respubliki Kazakhstan po statistike. 2013 g. Astana. S 408.
- 5 Toplivno-ehnergeticheskij balans Respubliki Kazakhstan. Agentstvo Respubliki Kazakhstan po statistike. 2013 g. Astana. S 354.
- 6 Cherednichenko Aleksej. V. Rezul'taty modelirovaniya razvitiya ehnergetiki i ozhidaemaya dinamika vybrosov parnikovyx gazov v Kazakhstane. *Gidrometeorologiya i ehkologiya* № 1 2014. Almaty. – s. 2-15
- 7 Cherednichenko Aleksej. V. O perspektivakh uspehnogo vnedreniya ehffektivnykh tekhnologij v teploehnergetiku i snizhenie parnikovyx gazov. *Poisk. Seriya ehkologicheskaya* № 4, 2013. / Almaty. – s. 193-212.
- 8 Cherednichenko Aleksej. V. O nekotorykh ehkonomicheskikh i zakonodatel'nykh osnovakh uspehnogo razvitiya zelenoj ehkonomiki. *Poisk. Seriya ehkologicheskaya* № 4, 2013. / Almaty. – s. 213-222.
- 9 Rukovodyashhie printsipy natsional'nykh inventarizatsij parnikovyx gazov MGEIK, 2006, Tom 2, Ehnergetika, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories