

Р.С.Каренов

Карагандинский государственный университет им. Е.А.Букетова

СОСТОЯНИЕ И ПРИОРИТЕТЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО БИЗНЕСА В КАЗАХСТАНЕ

Қазақстанда газ бизнесінің дамуының негізгі үрдісі анықталған. Елдің сыртқы газ экспорттау әлеуеті, табиғи газды және Қазақстандағы басқа да газ ресурстарын кешенді пайдалану бағыттары көрсетілген.

The main trends of the development of the gas business are Determined in Kazakhstan. reveal; open Export gas potential of the country. Directions of the complex study of the natural gas and rest gas resource are Shown in republic.

Экономические и технические преимущества комплексного использования природного газа перед другими видами топлива и химического сырья

Анализ мирового нефтегазового рынка показывает опережающее развитие газовой промышленности по отношению к производству и потреблению других видов энергоносителей. По некоторым данным к середине XXI в. доля углеводородного газообразного топлива в мировом энергобалансе может составить до 30 %. Конкуренция за источники поставок газа возрастает на фоне увеличивающегося спроса на него на мировых рынках.

Дело в том, что природный газ — это ценное комплексное сырье. Сейчас основной прирост потребления газа осуществляется главным образом в химической и нефтехимической промышленности, металлургии, машиностроении и на транспорте.

Установлено, что наибольший экономический эффект достигается при использовании газа в качестве химического сырья. Природный газ широко применяется в производстве важнейших видов химической продукции: аммиака, метанол-ректификата, водорода и ацетилен, фосфатина и калийных удобрений, полимеров и пластмасс. Новые мощности по производству аммиака вводятся на химических заводах, работающих на газе, что обеспечит выпуск почти 90 % аммиака и 75–78 % метанола на базе природного газа.

Один из важнейших промышленных потребителей природного газа — металлургические предприятия, где он используется главным образом в качестве технологического топлива. В доменном производстве он частично замещает кокс, в мартеновском — малосернистый мазут, в производстве проката является основным энергоносителем. В цветной металлургии газ используется для технологических и энергетических целей в медеплавильном, никелевом, свинцово-цинковом и алюминиевом производствах.

Потребление природного газа в промышленности строительных материалов заметно возросло в последние годы. Наиболее крупный его потребитель — цементная промышленность. Эффективность использования газа на тепловых электростанциях в 3 и более раз ниже, чем в других отраслях промышленности. При этом значительная часть его прироста в последнее время было направлено именно для нужд электростанций, из-за необходимости решения вопросов по защите окружающей среды и отсутствия разводящих газовых сетей к более мелким потребителям.

Экономические, физические и технические преимущества комплексного использования природного газа перед другими видами топлива и химического сырья в конечном счете оказывают заметное влияние как на повышение производительности общественного труда, так и на улучшение качества продукции.

В настоящее время экономически эффективно использование газа у всех потребителей, независимо от затрат на его добычу и транспортирование.

Наращивание газового потенциала Республики Казахстан

В Казахстане несколько лет назад (январь 2002 г.) Правительственным постановлением была одобрена Концепция развития газовой отрасли республики на период до 2015 г., в которой обозначены этапы наращивания газодобычи путем ввода в эксплуатацию новых и развития существующих месторождений, газоперерабатывающих и других инфраструктурных объектов. В настоящее время

Казахстан целенаправленно идет по пути наращивания газового потенциала, включая добывающие и экспортные мощности.

Объем добычи газа ежегодно растет. Так, в 1998 г. нефтегазодобывающими предприятиями республики было добыто 8,9 млрд м³ газа, а в 2008 г. газодобыча достигла 33,5 млрд м³, т.е. за 10 лет рост составил 3,8 раза. В 2010 г. объем газодобычи возрастет до 35 млрд м³. По прогнозам, к 2015 г. объем добычи газа достигнет 45–50 млрд м³ [1; 12].

Природный газ представляет собой углеводородную смесь метана и его гомологов, а также таких компонентов, как гелий, азот, аргон, сероводород, углекислота и др. Конденсатное газовое сырье содержит бензиновые и дизельные фракции, ароматические и нефтяные углеводороды. Высокие топливные качества газа позволяют весьма эффективно использовать его для развития энергетики. В то же время наличие в газе значительного количества неэнергетических компонентов существенно расширяет сферу его потребления в качестве не только энергетического топлива, но и ценного химического сырья.

Основным углеводородным компонентом природного газа является метан (СН₄), представляющий собой наиболее устойчивое соединение из всех нефтяных углеводородов. В различных, но всегда в небольших количествах в природном газе часто присутствуют также другие парафиновые углеводороды (таб.).

Т а б л и ц а

Состав газов некоторых месторождений Казахстана, %

Месторождение, площадь	СН ₄ (метан)	С ₂ Н ₆ (этан)	С ₃ Н ₈ (пропан)	С ₄ Н ₁₀ (бутан)	С ₄ Н ₁₀ ⁺ высш.	СО ₂ (углекислота)	Н ₂ (азот)
Камышитовое	86,14	7,96	1,37	0,82	0,27	0,43	3,01
Тажигали	67,41	7,19	3,59	1,19	1,29	4,98	2,70
Жетыбай	85,90	9,20	2,60	1,20	0,10	0,88	0,70
Прорва	86,40	3,50	1,50	3,50	2,60	1,00	1,50
Карачаганак	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	5,45	0,72

Примечание. Данные работы [2; 29].

Природные газы подразделяют на следующие группы:

- 1) газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых углеводородов;
- 2) газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, — смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата;
- 3) газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

Особенность природных газов — многообразие процессов, их образовавших, что обуславливает различия их составов, форм проявлений в природе. При этом водород, кислород, оксид углерода, сернистый газ встречаются в газе сравнительно редко. Состав природного газа и процентное содержание в нем элементов определяют его теплоту сгорания.

При увеличении содержания гомологов в метане повышается теплота сгорания и улучшается качественная характеристика горючего газа. Отечественные природные газы отличаются тем, что в основе своей казахстанский газ добывается попутно с нефтью и газовым конденсатом. Главной особенностью прогнозируемых ресурсов газа является то, что практически все они 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 месторождения с небольшими глубинами и без содержания сернистых соединений располагают сравнительно небольшими запасами газа, имеющими большое локальное значение для газификации местных территорий. Компании предпринимают меры по обратной закачке газа в продуктивные пласты месторождений для поддержания давления и повышения эффективности извлечения жидких компонентов углеводородного сырья.

Природный газ при выходе из скважины классифицируется в полевых условиях как сухой, тощий или жирный, в зависимости от количества содержащихся в нем газолиновых паров.

Сухой газ содержит их менее 0,1 галлона на 1000 куб. футов, а жирный — 0,3 галлона и более на 1000 куб. футов. Остаточным газом называется природный газ, из которого удалены газолиновые пары.

Газ, извлекаемый на поверхность их нефтяной скважины, называется попутным газом. Для отличия газов с относительно низким или высоким содержанием сероводорода используются соответственно термины «пресный газ» и «кислый газ».

Природный газ промышленного назначения, перекачиваемый по трубопроводам, характеризуется теплотворной способностью, изменяющейся в пределах от 900 до 1200 британских тепловых единиц, и в основном имеет следующий состав:

- метан (CH_4) — 72,36 % (горючий);
- этан (C_2H_6) — 14,4 % (горючий);
- углекислота (CO_2) — 0,5 % (инертная);
- азот (N_2) — 12,8 % (инертный).

Газ, в составе которого углеводороды (C_3 , C_4) составляют не более 75 г/м^3 , называют сухим. При содержании более тяжелых углеводородов (свыше 150 г/м^3) газ называют жирным [2; 30–31].

Присутствие в природном газе относительно больших количеств углекислоты и азота снижает его воспламеняемость и тем самым уменьшает его теплотворную способность. Эти же примеси повышают температуру горения природного газа.

*Крупные разрабатываемые или подготовленные
к разработке газовые месторождения республики*

Запасы газа в Казахстане, утвержденные Государственной комиссией по запасам (ГПЗ), составляют $3,7$ трлн м^3 , в том числе растворенного — $2,4$ трлн м^3 , свободного — $1,3$ трлн м^3 . При этом перспективные и прогнозные ресурсы оцениваются в 6 – 8 трлн м^3 , что связано с освоением запасов Каспийского моря [1; 12].

В республике основная часть ресурсов газа сосредоточена в следующих крупных разрабатываемых или подготовленных к разработке месторождениях:

1. В соответствии с протоколом заседания ГКЗ от 20 октября 2002 г. по месторождению Кашаган, расположенному на казахстанском шельфе Каспия, запасы газа составляют 969 млрд м^3 . Причем в акватории Каспия, помимо Кашагана, перспективной считается структура Центральная, расположенная на границе между Россией и Казахстаном в пределах российского сектора Каспия. В конце мая 2008 г. ООО «ЦентрКаспнефтегаз», созданное «Лукойлом» и «Газпромом» на паритетной основе, бурением первой поисковой скважины открыло здесь новое крупное нефтегазоконденсатное месторождение. Ожидается, что запасы данной структуры составят около 2 млрд баррелей нефтяного эквивалента, из которых 45 % могут прийти на газ, остальные 55 — на жидкие углеводороды.

Президенты Казахстана и России совместным заявлением утвердили План совместных действий двух стран, в соответствии с которыми «ЦентрКаспнефтегазу» поручено подготовить к подписанию Соглашение о разделе продукции при пользовании недрами месторождения «Центральное». В связи с этим ведется комплекс подготовительных мероприятий по созданию СП между «ЦентрКаспнефтегазом» и «КазМунайГазом».

2. Свыше 10 лет назад партнерами по Карачагану — «БиДжиГруп», «Эни», «Шеврон» и ЛУКОЙЛ — было положено начало масштабного освоения запасов Карачаганского нефтегазоконденсатного месторождения. Общая сумма инвестиций в проект на сегодня превышает 10 млрд долларов США, что позволяет применять передовые технологии добычи и переработки углеводородного сырья на этом одном из самых сложных с технической точки зрения месторождений мира. Являясь крупнейшим газовым месторождением в Казахстане, Карачаганак обеспечивает до 45 % общей добычи газа и около 16 % общего объема добычи жидких углеводородов в стране. Вместе с тем инвестиции направляются не только в освоение месторождения, важным приоритетом деятельности «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО) является достижение максимального показателя казахстанского участия в проекте. Это требование закреплено в окончательном соглашении о разделе продукции и в программе развития местного содержания, разработанной КПО [3; 7].

КПО достигнут один из самых высоких в мире показателей утилизации газа. Он составляет на сегодняшний день $99,78$ %. По сути, Карачаганак — единственное нефтегазовое месторождение в Казахстане, где удалось достичь столь внушительного показателя утилизации газа. Это стало возможным, прежде всего, благодаря снижению объема сжигаемого газа.

Именно на Карачаганаке впервые в мире применена технология обратной закачки большого объема серосодержащего газа в пласт. Это позволяет поддерживать пластовое давление и добывать большее количество жидких углеводородов. Одновременно исключается необходимость в отжиге попутного газа. Сера, извлекаемая с углеводородным сырьем, также возвращается в пласт. И это тоже благоприятный для экологической обстановки фактор. Одним из неперенных требований технологического процесса является исследование скважин. При этом используются экологически безопасные, так называемые «суперзеленые» горелки. Воздушные компрессоры подают дополнительный воздух в зону сгорания, тем самым обеспечивается беспламенное сгорание углеводородов и снижение концентрации основных загрязнителей. Для исследования скважин применяется также инновационная многофазовая технология «Мега Флоу», разработанная британской компанией «Экспро». Ее суть состоит в том, что во время испытаний углеводородное сырье не сжигается, а направляется обратно в систему нефтесбора для дальнейшей переработки.

Еще одним значительным достижением является сертификация системы экологического контроля КПО по международному стандарту ISO 14001 [4; 11].

3. В настоящее время продолжается разработка Амангельдинской группы месторождений (Жамбылская область), которая была введена в опытно-промышленную эксплуатацию в 2002 г., а в промышленную разработку — в 2008 г. К настоящему моменту в эксплуатации этого месторождения, имеющего важное социально-экономическое значение для стабилизации газоснабжения Южного региона, находятся 25 добывающих скважин.

4. На месторождении Шагырлы-Шомышты (Мангистауская область) с запасами 32,4 млрд. м³ газа, владельцем которого является Caspian Gas Corporation, согласно программе разработки ежегодно планируется добывать около 1 млрд. м³ газа на первом этапе и до 1,5 млрд. м³ в последующем.

5. Британская Tethys Petroleum Limited, зарегистрированная на Каймановых островах, но работающая в Центральной Азии, в настоящее время добывает порядка 566 тыс. м³ газа в сутки на казахстанском месторождении Кызылой в рамках первой очереди его разработки. Компания проводит разведку Аккулковского газового месторождения на западе Казахстана.

6. Согласно 30-летнему контракту между Минэнерго и «КазМунайГазом» предусматривается проведение разведки и добычи сырья на месторождении Урихтау, считающемся весьма перспективным. Для детального изучения геологического строения этого месторождения в период разведки планируется провести сейсморазведочные работы 3D и строительство пяти поисково-разведочных скважин. Добычу газа здесь предполагается начать ориентировочно в 2016 г. и добывать порядка 1,5–2 млрд. м³ в год.

7. Перспективным называется сегодня и Имашевское месторождение, которое расположено восточнее Астраханского газоконденсатного месторождения и через которое проходит линия государственной границы между Россией и Казахстаном. Сейчас в стадии согласования находится проект Соглашения между Правительствами Республики Казахстан (РК) и Российской Федерации о совместном геологическом изучении и разведке данного объекта.

Поставки газа на внутренний рынок — главный приоритет для Казахстана в газовой сфере

На сегодняшний день главным приоритетом для Казахстана в газовой сфере являются поставки на внутренний рынок. Так, в соответствии с прогнозом внутренние потребности страны в газе могут возрасти до 18,7 млрд. м³ к 2020 г. (против 8,9 млрд. м³ в настоящее время).

Особенность развития добычи природного газа в настоящее время и в перспективе — это значительная удаленность месторождений от основных потребителей, ухудшение природных условий и снижение дебита скважин на глубине 2–3 км. Все это потребует дополнительных капитальных затрат на освоение запасов газа.

Сейчас из 14 областей Казахстана газифицировано 9, но и по ним есть определенные проблемы. Дело в том, что магистральные газопроводы технологически не связаны между собой. Это не позволяет использовать их для перекачки добываемого дешевого газа в Западном регионе, где сосредоточено 98 % газовых ресурсов, в южные и северные области. В связи с этим сильна зависимость от импорта российского газа для потребителей, к примеру, Костанайской области, и от узбекского — для южных областей и Алматы. Сегодня весь юг, ежегодно увеличивающий объем потребления, ориентирован на поставки газа из Узбекистана по трубе Ташкент–Бишкек–Алматы, где в период пикового потребления зачастую возникают проблемы.

В Казахстане имеются подземные газовые хранилища: Акыртюбинское ПХГ (емкостью порядка 200 млн. м³ газа); Полторацкое ПХГ (350–400 млн. м³) и Бозой (3,6 млрд. м³ газа). Однако в настоя-

щее время объем запаса природного газа в подземных газовых хранилищах республики составляет всего 1,9 млрд. м³.

С целью обеспечения экономической безопасности и стабильного газообеспечения сегодня правительство РК предполагает построить внутренний газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент, который как раз позволит обеспечить перетоки газа из западных регионов страны в южные, тем самым обеспечив поставки топлива для Жамбылской ГРЭС и снизив зависимость от поставок узбекского газа. Пропускная способность этой трубы, которая должна быть подсоединена к экспортному газопроводу Туркменистан–Узбекистан–Казахстан–Китай, составит 10 млрд. м³ газа в год, однако на первом этапе речь идет лишь о 5 млрд. м³. Сейчас «КазМунайГаз» ведет переговоры с китайской стороной по реализации этого проекта.

Процессы разработки месторождения и добычи газа зависят от характера месторождения. Особенно это относится к газонефтяным и нефтегазовым месторождениям, поскольку отбор газа может привести к нежелательному падению пластового давления и потерям нефти.

Добыча газа осуществляется за счет пластового давления. При его снижении до 1–1,5 МПа отбор газа считается нерентабельным.

При высоком давлении газа на месторождениях он может транспортироваться без компрессорных станций на расстояние 200–300 км.

Для сохранения величины отбора газа на одном уровне (для поднятия пластового давления) вводятся дополнительные скважины. При наступлении периода резкого снижения давления меры, способствующие поднятию давления, становятся нецелесообразными, и скважина затухает.

Показатели экономической эффективности добычи природного газа

Эффективность добычи природного газа определяется уровнем производительности труда, себестоимости добычи, капитальными вложениями в обустройство скважин и добычу газа, фондоотдачей, рентабельностью. Обобщающий показатель эффективности добычи газа — приведенные затраты.

Известно, что добыча природного газа отличается от добычи других видов энергетических ресурсов прежде всего высокой производительностью труда. Ее уровень при равной численности работающих прямо пропорционален дебиту скважины. Число работающих, приходящихся на одну среднюю скважину, позволяет оценить уровень, динамику и резервы повышения производительности труда при добыче газа.

В себестоимости добычи газа отражаются практически все стороны деятельности промысла: изменение объемов производства, использование основных и оборотных фондов, прогресс в технике и технологии добычи газа, уровень организации производства, влияние горно-геологических и географических условий.

Показатель фондоотдачи отражает соотношение между объемом добычи газа и стоимостью основных фондов, а также характеризует эффективность их использования. Оценка использования основных фондов имеет свои особенности: их формирование не завершается к моменту сдачи объекта в эксплуатацию и связано с необходимостью бурения дополнительных скважин. Поэтому, кроме основных, первоначальных капитальных вложений, требуются дополнительные на поддержание добычи на проектном или достигнутом уровне. В газовой промышленности в зависимости от горно-геологических условий дополнительные вложения составляют 50–150 % первоначальных.

Основной фактор, позволяющий повысить эффективность работы газодобывающих предприятий, — широкое развитие и комплексное внедрение новой техники и технологии добычи. Это особенно важно при ухудшающихся горно-геологических условиях, освоении месторождений в отдаленных, труднодоступных районах, вводе в разработку пластов с большими глубинами залегания газа.

Основные направления экспорта казахстанского природного газа

Казахстанская газопроводная инфраструктура была исторически ориентирована на транзит, в частности среднеазиатского газа. Это существующие газопроводы Средняя Азия — Центр (САЦ), Бухара — Урал, Оренбург — Новопсков, объем транзита по которым составляет около 100 млрд. м³ газа в год. Действующая схема газопроводов Казахстана в основном обслуживает транзитные потоки природного газа из Средней Азии в европейскую часть России.

С учетом роста внутреннего потребления и значительных объемов обратной закачки экспортный газовый потенциал Казахстана пока не столь значителен. Поэтому, основываясь на принципах многовекторности поставок углеводородов на внутренние и внешние рынки, Казахстан стремится развивать все экономически выгодные маршруты по транзиту и экспортным поставкам природного газа.

При этом для него остается важным ведение согласованной энергетической политики с сопредельными странами, так как транзитно-экспортные маршруты проходят по их территориям.

Сегодня Казахстан делает большие ставки на газопровод Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай. Его общая протяженность составит 3636 км. С вводом газопровода в эксплуатацию Китай будет ежегодно закупать у туркменской стороны 30 млрд. м³ природного газа в течение 30 лет. Такого соглашения на сегодняшний день.

Маршрут газопровода проходит по территории трех казахстанских областей (ЮКО, Жамбылская и Алматинская) до границы с Китаем (город Хоргос). Количество ниток газопровода две, диаметр трубопровода 1 067 мм, будет построено семь компрессорных станций. В жамбылской части газопровода в траншеи будет уложено свыше 400 км труб, в строительных работах задействовано более 700 единиц техники. В процессе будут участвовать 665 работников из казахстанской компании «Казстройсервис» и 306 — из китайской строительной компании.

Осуществление данного проекта обеспечит транспортировку транзитного газа в КНР, позволит диверсифицировать экспортные маршруты казахстанского газа, а также повысит энергетическую безопасность страны путем обеспечения газом внутреннего рынка Казахстана.

По оценкам экспертов, запасы нефти и газа в Центральной Азии составляют соответственно 8 % и 5 % от мировых запасов. Начиная с 90-х годов прошлого века Китай стал чистым импортером нефти и газа. В 1997 и 2007 гг. Китай подписал с Казахстаном и Туркменистаном соглашения о закупке природного газа и строительстве газопровода. В прокладку газопровода Центральная Азия — Китай будут вложены китайские средства на общую сумму 7,31 млрд. долл. США. Полная сдача в эксплуатацию запланирована на 2012 г.

Объем поставок газа по данному газопроводу в 2012 г. составит почти половину объема добычи природного газа Китая в 2007 г. После сдачи в эксплуатацию этого газопровода объем торговли природным газом между Китаем и странами Центральной Азии ежегодно составит несколько миллиардов долларов США, а в течение 30 лет он достигнет сотен миллиардов американских долларов.

Сегодня, с ростом газового потенциала стран Центральной Азии и Прикаспия, возрастет и конкуренция среди маршрутов поставок топлива мировым потребителям. Прогнозируется, что к 2015 г. основными направлениями экспорта казахстанского природного газа станут Россия и Западная Европа. Вопрос лишь в том, какими путями будет доставляться туда наш газ.

Комплексная переработка газа как одно из направлений интенсификации производства и повышения его экономической эффективности

Важное звено комплексной переработки газа — газоперерабатывающие заводы, где осуществляются утилизация попутных нефтяных газов и комплексное использование газового сырья.

Направления и объемы комплексного использования газового сырья в значительной степени зависят от уровня разделения исходной газовой смеси, который определяется интенсификацией воздействия на газовую смесь. В результате переработки газа одна часть компонентов поступает на энергетические нужды, а другая потребляется в химическом производстве.

Комплексное использование природного газа и остальных газовых ресурсов начинается с отделения конденсирующих углеводородов на промысловых установках низкотемпературной сепарации. В результате осуществляется более высокая степень обработки многокомпонентного газового сырья.

Выделенный на установках газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов с такими компонентами, как пропан, бутан и этан.

На следующей стадии стабилизированный газовый конденсат приобретает необходимые для транспортирования свойства.

При этом из конденсата выделяется почти весь пропан-бутан и некоторая часть пентановых углеводородов, которые затем поступают на нефтеперерабатывающие заводы, где перерабатываются вместе с нефтью.

При специализированной переработке конденсата получают бензин и дизельное топливо.

Особое значение имеет получение сжиженных газов.

На сегодняшний день самыми крупными газоперерабатывающими заводами (ГПЗ) в Казахстане являются Казахстанский, Тенгизский, Карачаганакский и Жанажолский.

Казахский газоперерабатывающий завод, расположенный в Мангистауской области, был построен для утилизации попутного газа месторождений Мангышлака и для обеспечения сырьем Завода пластмасс в Актау. Газоперерабатывающие мощности на Тенгизе были увеличены благодаря реализации проектов ЗСГ/ЗВП. Предполагается, что после достижения полной производственной мощ-

ности завода примерно до трети добываемого кислого газа будет закачиваться обратно в коллектор, а оставшиеся объемы использоваться для выпуска товарного газа, пропана, бутана и серы. Интересным с точки зрения новизны и инноваций представляется проект строительства в Атырауской области дорогостоящего газохимического комплекса. Несмотря на некоторые проволочки с его реализацией, Правительство РК способствовало подписанию долгосрочного соглашения (13+5 лет) на поставки сюда тенгизского газа.

Известно, что нефтегазодобывающая отрасль является одним из главных загрязнителей окружающей среды в Казахстане, и в первую очередь из-за сжигания попутного нефтяного газа на факелах, по причине низкого уровня его утилизации. В настоящее время на факельных установках сжигается до 30 % газа, тогда как в США используются 97, а в Норвегии — все 100 % попутного газа. Сжигание газа на факелах и его выброс в атмосферу потенциально опасны для здоровья, так как в воздухе образуются высокотоксичные вещества, которые абсорбируются растениями и попадают в пищевую цепь. А вредные вещества (диоксид азота, сероводород, диоксид серы, формальдегид, метилмеркаптан, разные виды кислот), содержащиеся в выбросах, — причина раковых заболеваний и центральной нервной системы.

В этой связи знаковым событием в республике стал пуск на полную производственную мощность завода по переработке попутного нефтяного газа АО «Тургай Петролеум» на месторождении Кумколь (Кызылординская область) в октябре 2009 г.

Строительство завода, в которое акционеры вложили более 13 млрд. тенге, позволило создать новые рабочие места. Пуск комплекса приведет к оздоровлению экологической обстановки в регионе. Не менее важно, что компания заняла достойное место в ряду предприятий, которые обладают знанием и технологиями утилизации газа, а казахстанские специалисты могут осуществлять работы на уровне международных стандартов.

Газовый завод на Кумколе отличают высокий уровень автоматизации, современное программное обеспечение, оснащение предприятия оборудованием ведущей инжиниринговой компании и передовыми технологиями, направленными на обеспечение высокой степени безопасности и охраны труда. Все это позволит не только производить утилизацию попутного газа, но и выпускать высококачественную продукцию.

При возведении газоперерабатывающего комплекса были использованы уникальный опыт и знания компании «Экстерран», работающей в 30 странах мира [5; 5].

Сегодня с учетом дальнейшего развития Карачаганакского месторождения активно обсуждается вопрос расширения мощностей Оренбургского ГПЗ, куда КРО направляет на переработку свой газ. При этом целесообразность создания такого совместного предприятия (СП) будет зависеть, конечно, от одобрения или отклонения третьего этапа освоения Карачаганака. Без этого проект несостоятелен. В случае, если расширение производственных мощностей на месторождении все же состоится, в рамках деятельности СП это позволит обеспечить добычу и поставку на Оренбургский ГПЗ для переработки до 16 млрд. м³ сырого газа ежегодно в течение 15 лет [1; 12].

Также в скором будущем предстоит запустить в эксплуатацию ГПЗ в поселке Карабатан Атырауской области с целью доведения углеводородов, добываемых на Кашагане, до товарного вида.

В перспективе при переработке природного газа в Казахстане следует иметь в виду то, что, помимо выделения этана и сжиженных газов, важный шаг в направлении углубления комплексного использования газа — извлечение гелия. Значение этого инертного газа в народном хозяйстве исключительно велико. Поскольку единственный источник гелия газ, и ресурсы этого продукта невозобновляемы, его извлечение из гелионосного сырья жизненно необходимо.

Извлечение гелия из газа эффективно сочетать с процессом получения из него этана и пропан-бутановых фракций, поскольку в этих производствах используется криогенная техника. Помимо экономического эффекта, это дает дополнительный выигрыш на технологической специализации, особенно если в состав комплекса включается такое производство, как пиролиз этана с низкотемпературным разделением газа на фракции [6; 34].

Для оценки эффекта от комплексной переработки газового сырья применяется, как правило, комбинированный метод разнесения затрат. В то же время для наиболее полного отражения действительных издержек, получаемых на установках, необходимо учитывать специфику технологического процесса.

Список литературы

1. *Бутырына Е.* Эксперты отмечают возрастающую роль газовой промышленности по отношению к производству и потреблению других видов энергоносителей // *Панорама*. — 2009. — 2 окт. — № 38. — С. 12.
2. *Нурсултанова С.Н.* Методика поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (нефть и газ): Учеб. пособие. — Астана: Фолиант, 2008. — 184 с.
3. *Раев Т.* Казахстанский потенциал Карачаганак // *Деловой Казахстан*. — 2009. — 30 окт. — № 42 (189). — С. 7.
4. *Верджине У.* Мы продолжим играть значительную роль в развитии нефтегазовой отрасли РК // *Казахстанская правда*. — 2009. — 8 мая. — С. 11.
5. *Костина Т.* На месторождении Кумколь выведен на полную мощность газоперерабатывающий завод // *Казахстанская правда*. — 2009. — 2 окт. — С. 4–5.
6. *Зыков В.М., Потапов В.И., Леонтьева Л.В., Грехов И.Т.* Экономика комплексного использования энергетического сырья. — М.: Недра, 1988. — 60 с.

Репозиторий КАРГУ