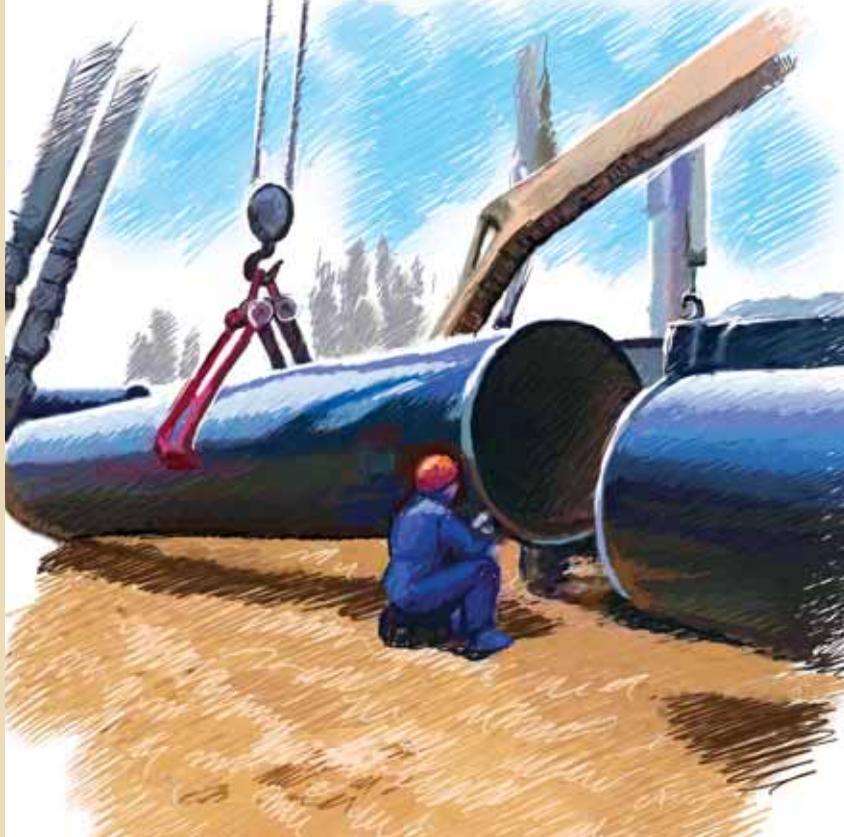


СИНИЦЫ В РУКАХ, ЖУРАВЛИ В НЕБЕ



ВЛАДИМИР МИШИН
«Нефтегазовая Вертикаль»

По оценкам ВР, Туркмения занимает 12-е место в мире по запасам УВ, имея извлекаемые ресурсы в 17,5 трлн м³ газа (прежние оценки были выше — 25,4 трлн м³) и 600 млн барр (около 80 млн тонн) нефти. Суммарная стоимость этого сырьевого богатства по текущим ценам оценена в \$9,7 трлн. Оценки Ашхабада еще выше — 20,6 млрд тонн нефти и 50,8 трлн м³ газа.

Потому страна планирует нарастить к 2030 году добычу нефти до 67 млн тонн, газа — до 230 млрд м³ в год, из которых на экспорт должны уходить до 180 млрд м³. Базой для роста добычи нефти станут каспийские месторождения (туркменская оценка ресурсов — 12 млрд тонн), газа — месторождение Галкыныш (оценка геологических запасов — 26,7 трлн м³).

Однако на пути реализации газовых планов стоит проблема доставки 180 млрд м³ газа зарубежным потребителям — у Туркмении для экспорта таких объемов не хватит мощностей действующих газопроводов. Нужны новые маршруты...

Минувший год для ТЭК Туркмении был успешным: продолжился рост добычи УВ. Если в 2012 году неф-

тяной вал составил 11 млн тонн, то, по оценочным данным за 2013 год, в Туркмении было добыто уже около 11,5 млн. Добыча газа

в 2012 году составила 69 млрд м³, оценочные данные за 2013 год дают цифру в 75 млрд м³.

Перспективы обещают Туркмении рост промышленной добычи газа на гигантском Галкыныше (началась в сентябре 2013). Ашхабад и Пекин договорились о росте экспорта до 65 млрд м³ в год. Госконцерн «Туркменгаз», Афганская газовая корпорация, пакистанская Inter State Gas Systems, индийская Gail limited и Азиатский банк развития подписали в 2013 году сервисное соглашение о реализации проекта газопровода ТАПИ.

ТАПИ задуман протяженностью 1750 км, мощностью 33 млрд м³ в год и ценою свыше \$8 млрд, а плановая сдача в эксплуатацию намечена на 2017 год. Однако следует признать, что и вероятный Транскаспийский газопровод (мощностью от 20 до 60 млрд м³), призванный обеспечить транспортировку туркменского газа в Европу, и ТАПИ, и гипотетический маршрут в Старый Свет через Иран и Турцию пока остаются для Ашхабада «журавлями в небе».

«Синицы же в руках» — китайская (в перспективе до 65 млрд м³ в год), российская (в 2013 году — 10 млрд м³, хотя технический потенциал — до 40 млрд м³) и иранская (10–20 млрд м³) — даже в идеале способны обеспечить экспорт «лишь» 85–135 млрд м³ туркменского газа в год. Дефицит экспортных мощностей, таким образом, составляет 45–95 млрд м³ в год от заявленного Ашхабадом «потолка» в 180 млрд м³ в год. Ограниченный же экспорт будет лимитировать и добычу.

С нефтью одна проблема — ее мало

В Ашхабаде нефтяные ресурсы, в отличие от ВР, оценивают без тени смущения. Национальная программа социально-экономического развития Туркмении '2011–2030 уже в 2015 году подразумевает добычу 20–25 млн тонн нефти и конденсата, а в 2030-м — до 67 млн тонн. Но вопрос с адекватной оценкой нефтяных ресурсов Туркмении пока открыт, и кто ближе к истине — ВР или Ашхабад — покажут время и разведочно-оценочное бурение: иностранные инвесторы в лице Dragon Oil, Petronas, RWE, ИТЕРЫ и других компаний планируют вложить к 2020 году в разведку и добычу \$13–15 млрд...

Но куда деть эти 67 млн тонн образца 2014 года? Действительно, НПЗ в Туркменбаши и Сейди имеют суммарную проектную мощность в 15 млн тонн нефти в год, а перевалочные мощности терминалов портов Туркменбаши и Экерем способны обеспечить транскаспийский экспорт в объеме до 8 млн тонн в год. Следовательно, добыча сверх 23 млн тонн нефти в год «текущей» экономике Туркмении нужна пока только гипотетически.

В Ашхабаде это понимают: на 2015 год запланировано строительство НПЗ близ порта Экерем (мощность — 5 млн тонн нефти в год, стоимость проекта — \$4 млрд), а к 2030 году мощности туркменских НПЗ должны вырасти до 30 млн тонн в год. Для наращивания же нефтяного экспорта Туркмении (если добыча к 2030 году составит 67 млн тонн, переработка — 30 млн тонн, экспорту «доверят» 37 млн тонн) необходимы либо новые терминалы на Каспии, либо мощный нефтепровод в Китай (китайская экономика уже к 2020 году потребует дополнительно до 180 млн тонн нефти в год), либо их сочетание.

Правда, для экспорта в Китай надо договариваться с Казахстаном или Узбекистаном, в то время как терминалы на Каспии суверенно туркменские, здесь, если и надо договариваться, так с инвесторами.

И с дальнейшей транспортировкой «остатка» в 37 млн тонн



туркменской нефти (гипотетической) проблем быть не должно. Для их транзита через Каспий есть танкеры Каспара, через Южный Кавказ — нефтепроводы Баку–Тбилиси–Джейхан (по БТД мощностью 60 млн тонн в год с 2010 года прокачано 11,7 млн тонн туркменской нефти, в том числе в минувшем году — 3,3 млн тонн), Баку–Супса (7,5 млн тонн) и железная дорога (от Баку до грузинских Батуми или Поти — суммарно 20 млн тонн в год).

К 2030 году добыча нефти в Азербайджане снизится до 8–10 млн тонн (при мощности нового НПЗ республики в 10–15 млн тонн в год), поэтому невостребованный транспортный ресурс республики по жидким углеводородам составит свыше 85 млн тонн в год. Этих мощностей с избытком хватит для экспортной нефти и Туркмении, и Казахстана — были бы у Ашхабада годовые экспортные 37 млн тонн нефти и терминалы на Каспии...

Иная ситуация у Туркмении с маршрутами экспорта газа — здесь уже не скажешь: «Был бы газ...»

Европейские мечты Ашхабада

Об экспорте туркменского газа в Европу мечтают и в Туркмении, и в США, и в Евросоюзе. Хронологически последний визит в Ашхабад (конец февраля) очередно-

го эмиссара ЕС, генсека Энергетической хартии Урбана Руснака, прошел под аккомпанемент традиционных для евротуркменского энергодиалога заявлений. «Европа рассматривает Туркмению в

По оценкам ВР, Туркмения имеет извлекаемые ресурсы в 17,5 трлн м³ газа и 600 млн баррелей (около 80 млн тонн) нефти

качестве перспективного и надежного поставщика природного газа», — заявил генсек. Прези-

В Ашхабаде считают, что Туркмения обладает ресурсами в 20,6 млрд тонн нефти и 50,8 трлн м³ газа

дент Г.Бердымухамедов столь же традиционно подчеркнул заинтересованность Ашхабада «в акти-

Ашхабад планирует нарастить к 2030 году добычу нефти до 67 млн тонн, газа — до 230 млрд м³ в год, из которых на экспорт должны уходить до 180 млрд м³

визации взаимного энергетического диалога с ЕС».

В контексте «активизации» Туркмения строит газопровод Восток–Запад (плановый пуск —

в 2015 году), по которому к берегу Каспия можно было бы перебраться до 30 млрд м³ газа в год. Однако вопрос, как «активизировать» доставку этих (или даже больших) объемов в Европу, остается до сих пор открытым, хотя и предполагает выбор из трех вариантов: через Иран, Каспий или Россию.

Дефицит экспортных трубопроводных мощностей Туркмении составляет 45–95 млрд м³ в год от заявленного Ашхабадом «потолка»

Иранский маршрут имеет один позитив — реальные газопроводные мощности в 20 млрд м³ в год. Однако негативов у этого варианта целый букет — от геополитических (санкции Запада против

Азербайджан готов предоставить Туркмении «всю необходимую инфраструктуру для транспортировки газа в Европу», хотя на деле предоставлять... нечего!

Ирана хотя и слабеют, но остаются) до коммерческих — Тегеран сам мечтает об экспорте своего газа в Европу. Нужен ли Ирану, обладающему крупнейшими в ми-

Только серьезный коммерческий интерес России к транзиту газа в Европу может обеспечить Туркмении доступ на европейский газовый рынок

ре доказанными запасами газа (по версии ВР, 33,6 трлн м³), на этом европути туркменский конкурент с его дешевым газом?

Ведь когда газопроводы, контролируемые странами-производителями, заполнены «национальным» газом, запускать в них транзитное сырье стран-конкурентов нет экономического резона. Лишь когда газопроводы полупусты, а уж тем более пусты, у стран-владельцев труб появляются экономические мотивы для транзита чужого газа. У Ирана

проблем с заполнением труб, идущих в Турцию, нет.

Напротив, продавая Анкаре газ по самой высокой в регионе цене в \$490 за 1000 м³, Тегеран испытывает проблемы с ростом поставок на турецкий рынок (в 2012 году — 9 млрд м³, в 2013 году — 9,2 млрд м³). А если Турция запустит на своей территории процесс добычи сланцевого газа (его ресурсы оценены в 1,8 трлн м³), то иранский газ Анкаре может и вовсе не понадобиться.

На первый взгляд, отличные перспективы для евросбыта туркменского газа Ашхабаду мог бы сулить ТКГ. Однако не сулит. Во-первых, неопределенный правовой статус Каспия ставит под сомнение легитимность прокладки подводных газопроводов из Туркмении в Азербайджан. Хотя Туркмения не раз заявляла, что для строительства ТКГ достаточно согласия Ашхабада и Баку. Но эти заявления на правовую базу ТКГ не тянут.

Во-вторых, когда нет правовой базы, теряется интерес к проекту у потенциальных инвесторов (Москва и Тегеран выступили против строительства ТКГ «до определения правового статуса Каспия»). В-третьих, хотя Баку не раз заявлял, что готов предоставить Ашхабаду «всю необходимую инфраструктуру для транспортировки туркменского газа в Европу», на деле получается, что предоставлять-то особо и нечего.

Текущая ориентация газового экспорта Туркмении на Китай закономерна. CNPC на освоение Галкыныша выделила кредиты на \$8,1 млрд, эти средства надо «отрабатывать газом», китайский рынок всегда готов востребовать 65 млрд м³ туркменского газа в год, проложить же «по дружественным территориям» газопроводные нитки — задача инвестиционно-техническая.

Другое дело проект ТАПИ. Он хорош своей ориентацией на энергоемкий рынок Индии, однако плох тем, что газопроводу предстоит пройти по территории Афганистана. Да, Туркмения подписала соглашения на поставки газа в Афганистан, Пакистан и Индию. Да, США активно лоббируют этот проект, увозящий туркменский газ с китайского направления. Да, все хорошо, если бы не талибы.

В 2014 году войска США должны покинуть Афганистан, и кто окажется после этого сильнее — талибы или правительственные афганские войска, — вопрос для судьбы ТАПИ принципиальный. Пока же он открыт, а значит, открытым остается и вопрос о сбыте 33 млрд м³ туркменского газа в Афганистан, Пакистан и Индию.

Чтобы убедиться в этом, надо лишь сравнить несколько цифр. После выхода Фазы-2 Шах-Дениза на проектную мощность (16 млрд м³ в год) вместе с газом Фазы-1, газом ГНКАР и проекта АЧГ газовый вал Азербайджана после 2020 года обещает вырасти до 35–36 млрд м³ в год. При внутренней потребности в 10–11 млрд м³ в год Азербайджан сможет заполнить Южный газовый коридор 25–26 млрд м³ в год, то есть обеспечить 100%-ную загрузку мощностей ЮГК. Спрашивается, что при таком раскладе сможет предложить Баку Ашхабаду в трубах ЮГК? Ответ — ничего.

Да, в случае падения добычи газа в Азербайджане или расширения мощностей ЮГК туркменскому газу в евротрубе может со временем найтись местечко. Но пока о падении добычи в Азербайджане или расширении ЮГК речь вообще не идет, все это вариации, близкие к 2030 году, до которого еще ой как далеко.

Остается российский маршрут. Мощности системы газопроводов САЦ позволяют прокачивать из Туркмении в Россию от 40 млрд м³ газа в год. Вот только одной технической возможности недостаточно — нужны еще основания коммерческие. В Москве и Ашхабаде взгляды на «коммерцию», правда, разнятся.

По инициативе Туркмении в ООН была разработана, а Генассамблей в 2013 году принята резолюция «Надежный и стабиль-

ный транзит энергоносителей и его роль в обеспечении устойчивого развития и международного сотрудничества». В Ашхабаде рассчитывают, что резолюция ООН позволит туркменскому газу транзитом проследовать через территорию России в Европу. Плата «за любезность» — транзитный тариф.

Проблема, правда, в том, что резолюциями ООН газовые задвижки российских газопроводов не откроешь. Для этого необходимо средство поэффективнее — коммерческий интерес. А такой интерес у России может возникнуть

лишь в двух случаях. Либо запасы российского газа (32,9 трлн м³ по версии ВР) иссякают, «Северный», «Южный» и другие евроориентированные потоки заполнять нечем, и туркменский газ становится для России желанно-транзитным. Вариант рабочий, но в этом случае ждать Ашхабаду от Москвы «добро» на транзит придется не один десяток лет.

Либо стороны договариваются таким образом, что у Москвы появляется коммерческий интерес на транзит газа Туркмении в Европу. Для этого к транзитному тарифу плюсуется маржа в цене на

туркменский газ на входе в систему газопроводов России и на ее евровыходе. Но отказ именно от такой коммерческой системы привел в 2009 году к резкому падению поставок туркменского газа в Россию...

Пока судьба ТАПИ под вопросом, основной рынок сбыта для газа Туркмении — китайский

Конечно, Китай все эти проблемы и знает, и учитывает, а значит, рано или поздно использует. 

НА ДНС-1 И ДНС-3 ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ» ВВЕДЕНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ ОТ КОМПАНИИ ЭНЕРГАЗ

На сегодня ряд объектов компании «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» оснащены дожимными компрессорными установками (ДКУ) низкого давления от компании ЭНЕРГАЗ. Начиная с мая прошлого года одна ДКУ действует в цехе подготовки и перекачки нефти на Вынгайинском месторождении. Введена в эксплуатацию компрессорная установка на ДНС-2 Еты-Пуровского промысла.

В настоящее время приняты в эксплуатацию три ДКУ на Вынгапуровском месторождении (две установки — на ДНС-3 и одна — на ДНС-1). Предпусковые работы на всех компрессорных установках провели инженеры ЭНЕРГАЗа.

Газодожимное оборудование производительностью от 1500 до 4000 м³/ч предназначено для очистки и компримирования попутного газа перед закачкой в газотранспортную систему практически с нулевого давления (0,001 МПа) до 0,7 МПа. Проект реализован на основе комплекса специальных инженерных решений.

В частности, ДКУ низкого давления оборудованы быстросрабатывающими входными и выходными клапанами, что позволяет «отсекать» входной трубопровод от основной магистрали и предотвращать выброс масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер.

Решена и проблема конденсата. При работе «под вакуумом» в установку поступает тяжелый газ, который зачастую выпадает в конденсат, при этом растворяется в масле и сводит на нет его свойства. Чтобы не допустить этого, процесс сжатия осуществляется при повышенной температуре с применением более вязкого масла. ДКУ низкого давления укомплектованы также насосом откачки конденсата из входного фильтра-скруббера.



СПРАВКА

Вынгапуровское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1968 году и находится в промышленной разработке с 1982 года — более 30 лет. За период разработки добыто свыше 23 млн тонн нефти, что составляет 44% от утвержденных извлекаемых запасов. В настоящее время эксплуатационный фонд месторождения составляет 778 скважин (общий фонд — 1973 скважины).