

УДК 338.45:620.9(575.2)
DOI: 10.36979/1694-500X-2022-22-11-19-25

РОЛЬ ВНУТРЕННИХ ИСТОЧНИКОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

А.Б. Ишимов

Аннотация. Исследуются вопросы и проблемы энергетического рынка в Кыргызской Республике, предлагаются пути решения этих проблем. Рассматривается топливно-энергетический комплекс, его структура, роль газовой отрасли и дальнейшее развитие в условиях глобального истощения традиционных ископаемых видов топлива. Предложенные сценарии имеют свои плюсы и минусы. Создание единой газотранспортной и газораспределительной системы на территории Кыргызской Республики, основанной на поставках природного газа из внешних источников (из России или из Казахстана), и в то же время включающей в баланс газа добычу газа из местных месторождений, а также ПХГ для сглаживания сезонной неравномерности, позволит повысить управляемость и энергоэффективность системы, а также оптимизацию объемов импортируемого газа.

Ключевые слова: мировой энергетический рынок; топливно-энергетический комплекс; газовая отрасль.

КЫРГЫЗ РЕСПУБЛИКАСЫНЫН ЭНЕРГЕТИКАЛЫК КООПСУЗДУГУН КАМСЫЗ КЫЛУУДА ЖАРАТЫЛЫШ ГАЗЫНЫН ИЧКИ БУЛАКТАРЫНЫН РОЛУ

А.Б. Ишимов

Аннотация. Макалада Кыргыз Республикасынын энергетика рыногунун маселелери жана койгөйлөрү иликтенип, бул койгөйлөрдү чечүүнүн жолдору сунушталган. Отун-энергетикалык комплекси, анын түзүмү, газ тармагынын ролу жана отундун салттуу казылып алынган түрлөрүнүн глобалдык түгөнүү шартында аны андан ары өнүктүрүү каралган. Сунушталган сценарийлердин оң жана терс жактары бар. Кыргыз Республикасынын аймагында тышкы булактардан (Россиядан жана Казакстандан) жаратылыш газын жеткирүүгө негизделген бирдиктүү газ жеткирүү жана газ бөлүштүрүүчү системаларды, ошол эле учурда жергиликтүү кен чыккан жерлерден жаратылыш газын өндүрүүнү камтыган газ балансын жана сезондук бир калыптуулук эмес учурларды түздөө үчүн жер алдындагы газ сактоочу жайларды түзүү – бул системаны башкаруунун жана энергоэффективдүүлүгүн жогорулатууга, ошондой эле импорттолгон газдын көлөмүн оптималдаштырууга мүмкүндүк бермекчи.

Түйүндүү сөздөр: дүйнөлүк энергетикалык рынок; отун-энергетикалык комплекс; газ тармагы.

THE ROLE OF INTERNAL SOURCES OF NATURAL GAS IN ENSURING ENERGY SECURITY OF THE KYRGYZ REPUBLIC

A.B. Ishimov

Abstract. The article examines the issues and problems of energy market in the Kyrgyz Republic and proposes the ways to solve these problems, explores the fuel and energy complex, its structure, the role of the gas industry and further development in the context of global depletion of traditional fossil fuels. The proposed scenarios have their benefits and drawbacks. Creation of a unified gas transmission and gas distribution system on the territory of the Kyrgyz Republic, based on the supply of natural gas from external sources (from Russia or Kazakhstan) and at the same time including gas production from local fields, as well as UGS facilities in the gas balance to smooth out seasonal irregularities, will improve the controllability and energy efficiency of the system and will optimize the volume of imported gas.

Keywords: world energy market; fuel and energy complex; gas industry.

Вопрос удовлетворения потребностей природным газом у населения является своевременным и значимым для дальнейшего развития Кыргызской Республики. На месторождениях, числящихся в разработке у ОАО «Кыргызнефтегаз» (далее – ОАО «КНГ»), общие начальные запасы газа, поставленные на баланс по категориям А+В+С1 (А – достоверные, В – установленные, С1 – оцененные) в период с 1961 по 2004 г. составляли 11,389 млрд м³. По состоянию на 1 января 2014 г. добыто 7,183 млрд м³, или 63,1 %. Суммарные остаточные запасы газа ОАО «КНГ» по категории А+В+С1 по состоянию на 1 января 2014 г. составляли 4,2 млрд м³.

По состоянию на 1 января 2022 г. у ОАО «КНГ» в разработке числятся четыре месторождения, в разрезе которых присутствуют газовые залежи:

- Майли-Су IV – 1 869,6 млн м³, выработанность 72,8 %;
- Избаскент – 420 млн м³, выработанность 58,4 %;
- Сузак – 17 млн м³, месторождение выработано на 96 %;
- Северный Каракчикум – 1 845 млн м³, выработанность 43,8 %.

Максимальные остаточные запасы по пластам на этих месторождениях не превышают 20–30 млн м³ и являются критическими для планирования работ по их извлечению. По данным месторождениям актуальной является задача их ликвидации и списания с Государственного баланса запасов Республики.

Запасы газа по трем месторождениям утверждены ГКЗ (Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР), а по одному – ЦКЗ Миннефтепрома (Центральной комиссией запасов полезных ископаемых Министерства нефтяной промышленности СССР) (таблица 1).

Учитывая результаты дебитов новых и ранее пробуренных газовых скважин, утвержденные ранее запасы требуют пересчета.

Месторождения «Майли-Су IV», «Избаскент» и «Северный Каракчикум» находятся на стадии падающей добычи. Их остаточные (текущие) запасы позволяют планировать

доработку с целью максимального извлечения газа и вовлечения его в баланс газа КР.

За годы независимости Кыргызстана проектные технологические документы по разработке месторождений ОАО «КНГ» не составлялись. Вся учетно-отчетная документация по состоянию разработки месторождений (в том числе графические материалы, карты разработки) ведется на русском языке, частично машинописным текстом, частично заполняется вручную. Система документации аналогична принятой в Советском Союзе в период до 1989 г.

Контроль за состоянием разработки геофизическими методами не ведется. Геологические и гидродинамические модели месторождений отсутствуют.

По состоянию на 1 марта 2022 г. число действующих газовых скважин месторождения «Майли-Су IV-Восточный Избаскент» – 16. В месяц получаемые объемы газа составляют 2 464,0 тыс. м³, а потери (в связи с продувкой, транспортировкой и реализацией) – 37,788 тыс. м³, что составляет 1,5 % от добычи.

Коэффициент эксплуатации скважин составляет от 0,3 (в летнее время) до 0,9 (в зимнее время).

Максимальная добыча из 16 скважин составляет около 88 тыс. м³/сут.

По продуктивности скважины месторождения «Майли-Су IV» можно разделить на три группы:

1) первая группа – наиболее продуктивные скважины: скважина № 1038, средний дебит которой составляет 23,5 тыс. м³/сут, а также скважина № 555 со средним дебитом 16 тыс. м³/сут.

2) ко второй группе относятся скважины № 236, 553, 664, где добывают от 6 до 8 тыс. м³/сут.

3) к третьей группе относятся скважины № 1040, 541, 304, 560, 561, 559, 900 и 312, дебиты которых не превышают 4,5 тыс. м³/сут. Скважины третьей группы являются претендентами на ближайшее выбытие из действующего фонда.

Необходимо отметить, что основными видами капитального ремонта скважин за период разработки месторождения «Майли-Су IV» являлись работы по переводу скважин на другие объекты эксплуатации. Вместе с тем, работы по интенсификации притока, а также геофизические работы по определению текущего

Таблица 1 – Запасы газа на основных месторождениях Кыргызстана

Месторождение	Начальные извлекаемые, млн м ³	Остаточные извлекаемые, млн м ³	Организация-автор подсчета запасов
«Майли-Су IV-Восточный Избаскент»	6 032,5	1 679,139	ГКЗ, протокол № 8159 от 1978 г. СредазНИПИнефть, 1978 г.
«Избаскент»	801,0	413,459	ГКЗ протокол № 8510 от 1980 г. КраснодарНИПИнефть, 1978 г.
«Сузак»	398,6	19,584	СредазНИПИнефть, 1988 г.
«Катта-Туз» («Северный Каракчикум»)	3 278,0	1 841,866	ГКЗ протокол № 9457 от 1984 г. Пересчет СредазНИПИнефть, 1989 г.
Итого	10 510,1	3 954,048	

пластового давления и остаточной газонасыщенности пластов, не проводились.

По состоянию на 1 марта 2022 г. месторождение «Избаскент» не эксплуатируется, по данным ОАО «КНГ», эксплуатационный фонд скважин отсутствует. С начала разработки добыто 467,45 млн м³ – 58 % от начальных запасов месторождения.

По отдельным пластам остаточные запасы можно отнести к перспективным объектам для развития газодобычи. Прежде всего это касается продуктивных пластов XV и XVIII с остаточными запасами 163 и 222 млн м³. На балансе по месторождению не состоит ни одна скважина, поэтому здесь может стоять вопрос о бурении одной-двух эксплуатационных скважин для отбора этих запасов (возможно, для увеличения дебитов может быть использована совместная эксплуатация объектов, вместо используемой схемы раздельной эксплуатации объектов).

Информация по динамике добычи газа с начала разработки и существующей системе сбора и подготовки газа отсутствует.

По результатам обследования группой специалистов ПАО «Газпром» в период с 15 по 19 сентября 2014 г., техническое состояние системы сбора и подготовки газа месторождения «Майли-Су IV» крайне не удовлетворительное, не соответствует нормам и правилам по эксплуатации газовых месторождений СТО Газпром 2-3.5-051 [1], СТО Газпром 2-1.1-094 [2], ГОСТ Р 55415 [3].

Визуальное обследование говорит о том, что установленное оборудование находится в аварийном состоянии, и дальнейшее его использование может повлечь необратимые последствия.

Система автоматизации дожимной компрессорной станции (ДКС) «Майли-Су IV»

полностью неработоспособна. На ДКС установлены четыре газомоторкомпрессора (ГМК) марки 10 ГКНМ производства завода «Двигатель революции» 1974 г. выпуска, которые полностью выработали свой ресурс и в настоящее время находятся в неработоспособном состоянии. Обслуживающего персонала нет. В случае необходимости восстановления работоспособности агрегатов потребуется полное восстановление агрегатных и цеховых систем автоматики.

В настоящее время электроснабжение ДКС фактически отсутствует, нет аварийного источника энергоснабжения. Линия электропередачи резервного ввода демонтирована.

Исходя из вышесказанного, необходимо произвести на месторождении «Майли-Су IV» следующие мероприятия в соответствии с международными нормами, правилами и экологическими требованиями:

- строительство новой Установки комплексной подготовки газа (УКПГ);
- выполнение переобвязки существующих фонтанных арматур;
- осуществление демонтажа существующего оборудования и трубопроводов, не подлежащих дальнейшей эксплуатации;
- монтаж нового газосборного коллектора.

Таким образом, для всех объектов необходимо проведение текущего оперативного подсчета запасов для доказательства наличия текущих остаточных запасов (а возможно, их приращения), а также составление технологических проектов разработки месторождений. Кроме того, необходимо разобраться с запасами пласта XIX на «Майли-Су IV», по которому текущая газоотдача составляет 158 % (работает скважина № 312).

Для месторождения «Майли-Су IV» предварительно необходимо провести обследование скважин с целью определения их технического состояния и потенциала продуктивных пластов. С целью проведения работ по очистке призабойных зон и интенсификации притока возможна мобилизация необходимого оборудования (колтюбинговой техники) из ближайшего региона – Российской Федерации (в связи с отсутствием такового в ОАО «КНГ»). Срок мобилизации – 1,5–2 месяца. Продолжительность работ по одной скважине ориентировочно составит от двух недель до 1,5 месяцев (в зависимости от объема работ).

С целью развития газодобывающей промышленности в Кыргызской Республике, основываясь на имеющейся ресурсной базе, необходимо выполнить работу по «Обоснованию Программы комплексного развития газодобывающей промышленности Кыргызской Республики», включающую:

а) геолого-технологическую оценку состояния разработки месторождений и подтверждаемости текущих запасов углеводородов по газовым месторождениям Кыргызской Республики, оценку возможности вовлечения неразрабатываемых месторождений и залежей в баланс добычи газа региона;

б) аудит имеющейся проектной и технической документации по разработке газовых месторождений Республики;

в) оценку состояния системы сбора, подготовки и транспорта газа;

г) подготовку предложений с указанием перечня мероприятий по реинжинирингу системы разработки эксплуатируемых месторождений и вовлечению неразрабатываемых объектов в освоения;

д) формирование программы работ по обеспечению бесперебойного газоснабжения за счет реинжиниринга системы разработки эксплуатируемых месторождений;

е) формирование матрицы вариантов разработки газовых объектов месторождений Кыргызской Республики, в т. ч.:

- прогнозные расчеты технологических показателей разработки;
- обоснование рациональной схемы сбора, подготовки и транспорта газа;

➤ формирование программы геолого-технических мероприятий по фонду скважин и объектам добычи;

➤ обоснование объектов реконструкции/модернизации существующих систем добычи и подготовки газа;

➤ обоснование вариантов взаимодействия с недропользователями Кыргызской Республики: заключение Соглашений о разделе продукции, о совместной эксплуатации месторождений, выкуп газовых активов, получение новых лицензий на право пользования недрами для «Газпром Кыргызстан» или для «Газпром Интернэшнл» и др.;

ж) укрупненную оценку капитальных вложений и эксплуатационных затрат по объектам реконструкции/модернизации добывающих мощностей, в т. ч.:

➤ расчет показателей экономической эффективности проектов реинжиниринга систем разработки эксплуатируемых и неразрабатываемых месторождений;

➤ предложения по вводу мощностей, оценка потребности в инвестициях;

з) оценку эффективности «Программы комплексного развития...».

Результатом обоснования будет являться «Программа комплексного развития газодобывающей промышленности Кыргызской Республики», которая будет содержать:

- основные технические решения;
- календарный план выполнения работ;
- физические объемы работ;
- стоимость работ (лимит затрат);
- источники финансирования.

Ранее месторождения Кыргызстана были включены в единую систему газоснабжения и газораспределения, построенную во времена Советского Союза и связывающую между собой все среднеазиатские республики.

Магистральный газопровод, обеспечивающий газоснабжение южных районов Кыргызстана (в том числе городов Ош и Джалал-Абад), проходил по территории Республики Таджикистан и Республики Узбекистан вдоль границы с Баткенской областью Кыргызской Республики (рисунок 1).

Для сглаживания сезонной неравномерности и пиковых нагрузок в зимний период



Рисунок 1 – Схема газопроводов Кыргызской Республики

времени использовались подземные хранилища газа Северо-Сохское и Майли-Су IV (XIII продуктивный пласт). Подземные хранилища газа (ПХГ) эксплуатировались и обслуживались НХК «Узбекнефтегаз». После прекращения подачи газа с территории Республики Узбекистан единая система газоснабжения и газораспределения оказалась разрушенной.

Учитывая то, что за время после развала Советского Союза в реконструкцию и модернизацию объектов добычи газа, ПХГ и систем газораспределения не вкладывались инвестиции, то текущее состояние ПХГ, ГРС и распределительных трубопроводов нельзя считать пригодными для использования с целью газоснабжения потребителей Южных районов Республики.

Подземная часть Северо-Сохского ПХГ расположена на территории Кыргызской Республики, а наземная часть Северо-Сохского ПХГ, находящаяся на территории Таджикистана, разрушена селом. Состояние подземной части неизвестно.

В настоящее время Северо-Сохское месторождение находится на Государственном балансе запасов Республики Узбекистан и эксплуатируется как подземное хранилище газа НХК «Узбекнефтегаз». Вопрос о возврате расположенного в Баткенской области месторождения «Северный Сох» в юрисдикцию Кыргызской Республики остается предметом спора между узбекской и кыргызской сторонами.

Подземное хранилище газа в XIII продуктивном пласте месторождения «Майли-Су IV» в 2000 г. ПХГ принято на баланс ОАО «КНГ»

с фондом из 29 эксплуатационных скважин (из них семь скважин старого фонда и 22 специально пробуренных). Номинальный объем буферного газа ПХГ составляет 574 млн м³, остаток газа на момент передачи ПХГ кыргызской стороне составил 257,7 млн м³.

Позднее шесть скважин переведено на нефтяные объекты, две – на газовые залежи других горизонтов.

В марте 2013 г. объекты ПХГ «Майли-Су IV» были переданы с баланса ОАО «КНГ» на баланс ОАО «Кыргызгаз» (сейчас – ОсОО «Газпром Кыргызстан») вместе с 29 скважинами эксплуатационного фонда, восемь из которых продолжают добычу нефти и газа из других горизонтов. При передаче обе стороны согласились, что эти восемь скважин временно, до начала работ по восстановлению ПХГ «Майли-Су IV» продолжают добычу нефти и газа.

Скважины эксплуатационного фонда ПХГ размещены в пределах горного отвода месторождения «Майли-Су IV», лицензия на пользование недрами которого принадлежит ОАО «КНГ». Техническое состояние подземной части скважин эксплуатационного фонда ПХГ Майли-Су IV по состоянию на сегодняшний день неизвестно, необходимых исследований не проводилось. На части скважин эксплуатационного фонда ПХГ Майли-Су IV отсутствует фонтанная арматура и колонные головки, что делает невозможным проведение исследований.

Сезонная неравномерность потребления газа в Республике очень высока в силу природно-климатических условий. С целью регулирования

неравномерности отборов газа в летний и зимний периоды представляется целесообразным рассмотреть вопрос по восстановлению ПХГ либо строительстве нового на базе одного из выработанных месторождений.

Все газовые месторождения Кыргызстана можно распределить по территориальному признаку на три локальных группы месторождений (рисунок 2), не связанных между собой единой газотранспортной системой:

- месторождения и перспективные площади в Ноокенском, Базар-Коргонском и Суханском районах Джалал-Абадской области: Майли-Су IV – Восточный Избаскент, Сузак, Майли-Су III, Кугарт, Восточное Майли-Су IV;
- месторождение в Баткенском районе Баткенской области – Южный Риштан;
- месторождение в Лейлекском районе Баткенской области – Северный Каракчикум.



Рисунок 2 – Схема расположения месторождений и перспективных лицензионных участков Кыргызской Республики

Исходя из сложившейся ситуации с газоснабжением южных районов республики и территориальной разобщенности месторождений целесообразно рассмотреть два сценария использования газа месторождений Кыргызской Республики:

1) соединить все месторождения в единую систему газодобычи, газоснабжения и газораспределения республики посредством строительства магистральных и межпромышленных газопроводов между тремя локальными группами месторождений;

2) сформировать на базе трех локальных групп месторождений три локальных газодобывающих комплекса для местного потребления, не связанных между собой системой магистральных и межпромышленных газопроводов.

Предложенные сценарии имеют свои плюсы и минусы. Создание единой газотранспортной и газораспределительной системы на территории Кыргызской Республики, основанной на поставках природного газа из внешних источников (из России или Казахстана) и в то же время включающей в баланс газа добычу газа из местных месторождений, а также ПХГ для сглаживания сезонной неравномерности, позволит повысить управляемость и энергоэффективность системы и оптимизацию объемов импортируемого газа.

В то же время, месторождения «Южный Риштан» и «Северный Каракчикум» находятся на расстоянии 300–400 км от города Джалал-Абада и еще дальше от «базового» месторождения Республики – «Майли-Су IV». Район расположения месторождений отличается малой плотностью населения, следовательно, строительство магистрального газопровода потребует больших неоправданных инвестиционных вложений. На базе указанных месторождений целесообразно создать локальные газодобывающие комплексы, откуда газ будет подаваться местным потребителям, находящимся в непосредственной близости от месторождений.

В районе расположения месторождений «Майли-Су IV» имеются крупные потребители газа, в т. ч. УГС пос. Кочкор-Ата, АОТ «Майли-Сайский ламповый завод», города Майли-Сай, Джалал-Абад и Ош. Следовательно, на базе месторождения целесообразно создать отдельный локальный газодобывающий комплекс.

Принятие решения в пользу того или иного сценария требует детальной технико-экономической оценки с использованием «кластерного» подхода – оценки по консолидированным денежным потокам.

В настоящее время в республике существует только один локальный центр газодобычи – разрабатывается месторождение «Майли-Су IV», газ с которого поставляется на УГС пос. Кочкор-Ата, АОТ «Майли-Сайский ламповый завод», город Майли-Сай и используется для собственных нужд предприятия.

Также ОАО «КНГ» эксплуатирует месторождение «Северный Каракчикум» одной скважиной для собственных нужд промысла.

По информации ОАО «КНГ» и Представительства «Газпром Интернешнл» в Кыргызстане, месторождения «Сузак», «Избаскент» и «Северный Каракчикум» переданы в 2013 г. китайским нефтегазодобывающим компаниям на 20 лет на условиях Соглашений о разделе продукции. Китайские компании бурят дополнительные эксплуатационные скважины (или проводят геолого-технические мероприятия на старом фонде) за свой счет. Полученную продукцию (газ и конденсат) делят в соответствии с условиями договоров на две части, одна из которых принадлежит ОАО «КНГ», другая – китайской стороне.

По сведениям ОАО «КНГ», дополнительно полученный газ из месторождений «Сузак», «Избаскент» и «Северный Каракчикум» будет направляться на компримирование для автозаправочных станций, и не будет поступать в систему газоснабжения и газификации населения южных районов Кыргызской Республики.

Для увеличения существующих уровней добычи газа и ввода не охваченных разработкой объектов ОАО «КНГ» и ОАО «Баткеннефтегаз» необходимы существенные капитальные вложения в реконструкцию промыслов, бурение дополнительных скважин и строительство новых объектов обустройства.

В заключение обозначим следующие выводы:

1. Все нефтегазовые месторождения в КР открыты более 70 лет назад, находятся на поздней стадии разработки (с уровнем выработки в 70 %); основные фонды газовых промыслов изношены, что требует инвестиций в реконструкцию и капитальный ремонт.

2. Запасы и ресурсы природного газа, учтенные в топливно-энергетическом балансе страны, нуждаются в подтверждении и переоценке.

3. Газовая отрасль имеет стратегическое значение для КР, развитие которой принесет положительный эффект для экономики страны. Кроме прямых достижений – теплоснабжения, обеспечения горячей водой, дешевым и экологичным газомоторным топливом – можно получить сопутствующие положительные эффекты: дополнительные отчисления в бюджет страны, создание дополнительных рабочих мест, решение социальных вопросов.

4. Дальнейшее развитие газовой отрасли топливно-энергетического комплекса определено в качестве одной из задач в Национальной стратегии развития Кыргызской Республики на 2018–2040 годы, утвержденной Указом Президента КР от 31 октября 2018 года УП № 221. Национальной стратегией предусмотрено продолжение активной газификации страны, направленной на улучшение жизненных условий граждан, одновременно способствуя индустриальному развитию регионов. Кроме того, в Национальной стратегии развития КР отмечена необходимость проведения политики поощрения роста добычи и производства топлива высоких экологических стандартов качества.

5. В условиях нарастающего энергокризиса и дефицита угля, наблюдаемых в отопительно-зимний период 2021/2022 года, роль развития газовой отрасли в удовлетворении потребностей национальной экономики и социальной сферы, несомненно, возрастает.

Поступила: 19.08.22; рецензирована: 29.08.22;
принята: 01.09.22.

Литература

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/49/49848/index.htm> (дата обращения: 09.08.2022).
2. СТО Газпром 2-1.1-094-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Перечень помещений, зданий и наружных установок объектов добычи и обустройства газовых месторождений ОАО «Газпром» с категориями по взрывопожарной опасности. URL: <https://pzhproekt.ru/nsis/Rd/sto/sto-gazprom/sto-gazprom-2-1.1-094-2007.htm> (дата обращения: 09.08.2022).
3. ГОСТ Р 55415-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки. URL: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293780/4293780519.htm> (дата обращения: 09.08.2022).