

## УРОВЕНЬ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ ПОТРЕБНОСТЕЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ И СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ В КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ

**Ишимов А.Б.**

ishimovamanat@gmail.com

Институт экономики имени академика Дж. Алышбаева  
Бишкек, Кыргызская Республика

**Аннотация.** В статье исследуются вопросы и проблемы мирового энергетического рынка и предлагаются пути решения этих проблем, исследуется топливно-энергетический комплекс, его структура, роль газовой отрасли и дальнейшее развитие в условиях глобального истощения традиционных ископаемых видов топлива.

**Ключевые слова:** мировой энергетический рынок, топливно-энергетический комплекс, газовая отрасль

**Для цитирования:** Ишимов А.Б. Уровень удовлетворения природным газом потребностей национальной экономики и социальной сферы в Кыргызской Республике / А.Б. Ишимов // Глобальная экономика и образование. – 2022. – Том 2. – № 1. – С. 48–58.

Глобальный мировой энергетический кризис, с которым все чаще сталкивается мировая цивилизация, делает необходимым освоение и введение в хозяйственный оборот месторождений углеводородов, которые прежде не рассматривались специалистами как рентабельные.

В Национальной стратегии развития Кыргызской Республики до 2040г. поставлена цель превратить Кыргызстан в крупнейшего регионального производителя электроэнергии. Одновременно ставится задача увеличить масштабы газификации в самой республике, как необходимое условие ее дальнейшего социально-экономического развития и улучшения уровня и качества жизни населения.

Цель исследования состоит в обосновании необходимости разработки комплексной программы развития газодобывающей и газоперерабатывающей отрасли в Кыргызской Республики на основе

изучения имеющихся у нее собственных запасов природного газа.

Проблеме газоснабжения государств Центральной Азии посвящено ряд исследований, в которых основное внимание уделяется вопросам международного сотрудничества и реализации совместных проектов в этой сфере, прежде всего с участием России.

В Республике Кыргызстан (Джалал-Абадская область) добываются небольшие объемы природного газа, сам газовый рынок неразвит, а объемы потребления газа населением невелики. Высока зависимость республики импортируемого российского газа. Добыча газа позволяет покрывать только около 5% потребности страны в газе, прочее восполняется за счет импорта.

Как видно из табл. 1. объем добычи природного газа в Кыргызской Республике с 2013г. неуклонно снижался и к настоящему времени составляет около 22 млн м<sup>3</sup>.

Таблица – Объем добычи природного газа в Кыргызской Республики (Джалал-Абадская область) в млн м<sup>3</sup>

Годы	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Кыргызская Республика (Джалал-Абадская область)	32,5	32,5	31,6	28,9	26,0	27,3	24,4	22,4	22,2

На месторождениях, числящихся в разработке у ОАО «Кыргызнефтегаз», общие начальные запасы газа, поставленные на баланс по категориям А+В+С1 в период с 1961 по 2004 г. составляли 11,389 млрд м<sup>3</sup>. По состоянию на 01.01.2014 отобрано 7,183 млрд м<sup>3</sup> или 63,1%. Суммарные остаточные запасы газа ОАО «Кыргызнефтегаз» по категории А+В+С1 по состоянию на 01.01.2014 составляют 4,2 млрд м<sup>3</sup>.

В 2013 г. ОАО «Кыргызнефтегаз» добыто 32,5 млн м<sup>3</sup> природного газа.

В разработке ОАО «Кыргызнефтегаз» числятся пять месторождений, в разрезе которых присутствуют газовые залежи:

- Майли-Су III – 58 млн м<sup>3</sup>, выработанность 93,5%;

- Майли-Су IV – 1 869,6 млн м<sup>3</sup>, выработанность 72,8%;

- Избаскент – 420 млн м<sup>3</sup>, выработанность 58,4%;

- Сузак – 17 млн м<sup>3</sup>, месторождение выработано на 96%;

- Северный Каракчикум – 1 845 млн м<sup>3</sup>, выработанность 43,8%.

Максимальные остаточные запасы по пластам на этих месторождениях не превышают 20-30 млн м<sup>3</sup> и являются критическими для планирования работ по их извлечению. По данным месторождениям актуальной является задача их ликвидации и списания с Государственного баланса запасов Республики.

Месторождения Майли-Су IV, Избаскент и Северный Каракчикум находятся на стадии падающей добычи, их остаточные (текущие) запасы позволяют

планировать доразработку с целью максимального извлечения газа и вовлечения его в баланс газа Республики.

За период времени после образования Кыргызской Республики как самостоятельного государства проектные технологические документы по разработке месторождений ОАО «Кыргызнефтегаз» 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 1.09.2014 г. состояние фонда газовых скважин Майли-Су IV следующее:

- Действующий фонд – 8 скважин;

- Бездействующий фонд – 28 скважин из них 21 скважина ПХГ (подземные хранилища газа);

- Ликвидированный фонд – 8 скважин.

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

Максимальная добыча из 10 скважин составляет около 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

По продуктивности скважины месторождения Майли-Су IV можно разделить на 3 группы.

1) Первая группа - наиболее продуктивными скважинами являются недавно переведенная на XIV объект скважина № 554, средний дебит которой при устьевом давлении 37 атм. составляет 27 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а также скважина № 152 со средним дебитом 32 тыс. м<sup>3</sup>/сут при устьевом давлении 47 атм. и скважина № 541, остановленная летом, с зимними отборами порядка 27 тыс. м<sup>3</sup> /сут при устьевом давлении 43 атм. (необходимо отметить и наибольшие дебиты воды, добываемые из наиболее продуктивных скважин).

2) Ко второй группе относятся скважины № ПО, 308, 557 и 312, добывающие от 6 до 15 тыс. м<sup>3</sup> /сут при устьевых давлениях от 8 до 17 атм.

3) К третьей группе относятся скважины № 126, 228 и 304, дебиты которых не превышают 1-1,5 тыс. м<sup>3</sup> /сут при устьевых давлениях 4-6 атм. 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 пластового давления и остаточной газонасыщенности пластов, не проводились.

По состоянию на 01.10.2014 месторождение Избаскент не эксплуатируется, по данным ОАО «Кыргызнефтегаз» эксплуатационный фонд скважин отсутствует. С начала разработки добыто 467,45 млн м<sup>3</sup> – 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 м<sup>3</sup>. 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 отдельной эксплуатации объектов).

Однако достоверная информация по динамике добычи газа с начала разработки, а также существующей системе сбора и подготовки газа отсутствует.

По результатам обследования группой специалистов ОАО «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, СТО Газпром 2-1.1-094, ГОСТ Р 55415.

Визуальное обследование говорит о том, что установленное оборудование находится в аварийном состоянии и дальнейшее использование может привести к необратимым последствиям.

Система автоматизации ДКС «Майли-Су IV» полностью неработоспособна. На ДКС установлены четыре 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, требуется полное восстановление агрегатных и цеховых систем автоматики.

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

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

- строительство нового УКПГ;
- выполнение переобвязки существующих фонтанных арматур;
- осуществление демонтажа существующего оборудования и трубопроводов, не подлежащих к 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 представляется целесообразным провести следующие мероприятия.

1) Провести исследования на вынос жидкости по высокодебитным скважинам для прогноза увеличения дебита воды (и возможной последующей остановки) в случае необходимости установления повышенных режимов работы в пиковые отборы.

2) Предусмотреть возможность перевода на XVII объект (возможно при совместной эксплуатации нескольких объектов) одной из скважин, расположенных на восточном куполе, т.к. скважинами № 126 и 228 выработка объекта проводится только в зоне обособленного западного купола.

3) Провести работы на скважинах №№ 238, 303, 304, 228, 126, 561 по очистке

призабойных зон с возможной водоизоляцией и интенсификацией притока.

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 (койлтюбинговой техники) из ближайшего региона Российской Федерации (в связи с отсутствием в ОАО «Кыргызнефтегаз»). 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).

4) Определить текущую заполняемость XIII объекта в качестве возможного резервуара ПХГ. По данному пласту стоят остаточные запасы в объеме 510 млн м<sup>3</sup> и на него пробурена 21 бездействующая скважина.

5) Рассмотреть возможность и целесообразность восстановления ПХГ с целью регулирования неравномерности отборов газа в летний и зимний периоды.

С целью развития газодобывающей промышленности в Кыргызской Республике, основываясь 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) оценка 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.:

1) прогнозные расчеты технологических показателей разработки;

2) обоснование рациональной схемы сбора, подготовки и транспорта газа;

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

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

5) 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.:

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

2) предложения по вводу мощностей, оценка потребности в инвестициях;

и) 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.

Как было указано раньше, единственным предприятием в Кыргызской Республике, осуществляющим добычу, транспортировку и поставку газа потребителям является ОАО «Кыргызнефтегаз».

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, Джалал-Абад), проходил по территории Республики Таджикистан и Республики Узбекистан вдоль границы с Баткенской областью Кыргызской Республики (рис. 1).



Рисунок 1 – Схема газопроводов Кыргызской Республики

Для сглаживания сезонной неравномерности и пиковых нагрузок в зимний период времени использовались подземные хранилища газа Северо-Сохское и Майли-Су IV (XIII продуктивный пласт). 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 период после развала Советского Союза в реконструкцию и модернизацию объектов добычи газа, подземных хранилищ газа и систем газораспределения не вкладывались инвестиции, то текущее состояние ПХГ, ГРС и распределительных трубопроводов нельзя считать пригодными для использования для 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 под-

земное хранилище газа Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз».

Вопрос о возврате расположенного в Баткенской области месторождения «Северный Сох» в юрисдикцию Кыргызской Республики остается предметом спора между узбекской и киргизской сторонами.

Подземное хранилище газа в XIII продуктивном пласте месторождения Майли-Су IV в 2000 г. ПХГ принято на баланс ОАО «Кыргызнефтегаз» с фондом из 29 эксплуатационных скважин (из них семь скважин старого фонда и 22 специально пробуренных). Номинальный объем буферного газа ПХГ составляет 574 млн м<sup>3</sup>, остаток газа на момент передачи ПХГ киргизской стороне составил 257,7 млн м<sup>3</sup>.

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 «Кыргызнефтегаз» на баланс ОАО «Кыргызгаз» (сейчас – ООО «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» продолжат добычу нефти и газа.

Скважины эксплуатационного фонда ПХГ размещены в пределах горного отвода месторождения Майли-Су IV, лицензия на пользование недрами которого принадлежит ОАО «Кыргызнефтегаз». 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 ПХГ на базе одного из выработанных месторождений.

Все газовые месторождения Кыргызстана можно распределить по территориальному признаку на три локальных группы месторождений, 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, а также территориальной разобщенности месторождений целесообразно рассмотреть два сценария направления использования газа месторождений Кыргызской Республики:

1. соединить все месторождения в единую систему газодобычи, газоснабжения и газораспределения Республики посредством строительства магистральных и межпромысловых 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 межпромысловых 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 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.

В то же время месторождения Южный Риштан и Северный Каракчикум находятся на расстоянии 300-400 км от города Джалалабад 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 ком-

плексы, с которых газ будет подаваться местным потребителям, расположенным в непосредственной близости от месторождений.

В районе расположения месторождений Майли-Су IV имеются крупные потребители газа, в т.ч. УГС Кочкор-Ата, АООТ «Майли-Суйский ламповый завод», города Майли-Сай и Джалалабад, Ош, а также прочим потребителям.

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, в 2013 г. добыто 32,5 млн м<sup>3</sup> природного газа, прогнозная добыча в 2014 составит 28 млн м<sup>3</sup> газа (по данным ОАО «Кыргызнефтегаз»), газ поставляется на УГС пос. Кочкор-Ата, АООТ «Майли-Суйский ламповый завод», города Майли-Сай и используется для собственных нужд предприятия. Также ОАО «Кыргызнефтегаз» эксплуатирует месторождение Северный Каракчикум одной скважиной для собственных нужд промысла.

По информации ОАО «Кыргызнефтегаз» и Представительства «Газпром Интернешнл» в Киргизии, 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 соответ-



ствии с условиями договоров на две части, одна из которых принадлежит ОАО «Кыргызнефтегаз», другая – китайской стороне.

По сведениям ОАО «Кыргызнефтегаз», 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.

Данный вопрос требует отдельной проработки и обсуждения с Руководством ОАО «Кыргызнефтегаз» и Правительством Кыргызской Республики.

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

### Список источников

1. ОАО Кыргызнефтегаз [официальный сайт] // <https://kng.kg/>

2. Отчет о научно-исследовательской работе по теме: Разработка программы формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза (1-й этап). (промежуточный). Т.1. –М., 2016.- 345с.

3. Развитие в регионах. Региональная интеграция и экономическое развитие. Стратегические элементы промышленного развития в Кыргызстане. Справочный документ к Стратегии промышленного развития Кыргызстана. ЮНИДО.- Вена, 2018.- [электронный ресурс]// <https://www.unido.org/sites/default/files/files/2018-12>

4. Национальный статистический комитет Кыргызской Республики  
<http://stat.kg/ru/statistics/promyshlennost>

5. Национальная стратегия развития Кыргызской Республики на 2018-2040 годы [электронный ресурс]// <http://www.stat.kg/ru/nsur/>

6. Национальная программа развития Кыргызской Республики до 2026 года [электронный ресурс]// <http://www.stat.kg/ru/nsur/>

7. Азиатские энергетические сценарии 2030. Под ред. С. В. Жукова.-М., Магистр, 2012.- 336 с.

8. Бейсебаев Р.С. Роль стран Центральной Азии в топливно-энергетическом комплексе Киргизии: состояние, проблемы и перспективы// Вестник РУДН. Серия: Международные отношения- 2018.- Vol. 18.- No. 2.-С. 284–291.

9. Бурячок Т.А Электроэнергетика и охрана окружающей среды. Функционирование энергетики в современном мире.- Киев: Энергетика, 2010 [электронный ресурс]// <http://energetika.in.ua/ru/books/book-5>

10. Касымова В.М. Проблемы межгосударственного сотрудничества в области ТЭК стран Центральной Азии // Евразийская экономическая интеграция.- 2010. -№ 1 (6).- С. 34–56.

11. Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен / под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2020. – 164 с.

12. Сыдыков Б.К. Топливо-энергетическая политика Кыргызской Республики: проблемы и перспективы развития // Вестник КРСУ. 2010. Т. 10. № 10.- С. 81–83.

13. Энергетика Центральной Азии и её потенциал для России Как новые проекты в среднеазиатских республиках могут решить проблемы, которые выявил блэкаут? [электронный ресурс]// <https://journal.open-broker.ru/research/energetika-centralnoj-azii/>

14. Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы / Л.С. Беляев, А.В. Лагерева, В.В. Посекалин и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2004. – 386 с.

15. Global Energy Statistical Yearbook 2018 [Electronic resource] / Enerdata. Режим доступа: <https://yearbook.enerdata.net/oil-products/world-oil-domestic-consumption-statistics.html>

Original article

Economic Sciences

## THE LEVEL OF NATURAL GAS SATISFACTION OF THE NEEDS OF THE NATIONAL ECONOMY AND SOCIAL SPHERE IN THE KYRGYZ REPUBLIC

A.B. Ishimov

Institute of Economics named after Academician J. Alyshbaeva  
Bishkek, Kyrgyz Republic

**Abstract.** The article examines the issues and problems of the global energy market and suggests ways to solve these problems, examines the fuel and energy complex, its structure, the role of the gas industry and further development in the conditions of global depletion of traditional fossil fuels.

**Keywords:** global energy market, fuel and energy complex, gas industry

**For citation:** Ishimov A.B. The level of Natural gas Satisfaction of the needs of the national Economy and social sphere in the Kyrgyz Republic. *Globalnaya ekonomika i obrazovanie = Global economy and education*. 2022;2(1):48–58. (In Russian)

### References

1. OAO Kyrgyzneftegaz [ofitsial'nyi sait]// <https://kng.kg/>

2. Otchet o nauchno-issledovatel'skoi rabote po teme: Razrabotka programmy formirovaniya obshchego rynka gaza Evraziiskogo ekonomicheskogo soyuza (1-i etap). (promezhutochnyi). T.1. –M., 2016.- 345s.

3. Razvitie v regionakh. Regional'naya integratsiya i ekonomicheskoe razvitie. Strategicheskie elementy promyshlennogo razvitiya v Kyrgyzstane. Spravochnyi dokument k Strategii promyshlennogo razvitiya Kyrgystana. YuNIDO.- Vena, 2018.- [elektronnyi resurs]// <https://www.unido.org/sites/default/files/files/2018-12>

4. Natsional'nyi statisticheskii komitet Kyrgyzskoi Respubliki  
<http://stat.kg/ru/statistics/promyshlennost>

5. Natsional'naya strategiya razvitiya Kyrgyzskoi Respubliki na 2018-2040 gody [elektronnyi resurs]// <http://www.stat.kg/ru/nsur/>

6. Natsional'naya programma razvitiya Kyrgyzskoi Respubliki do 2026 goda [elektronnyi resurs]// <http://www.stat.kg/ru/nsur/>

7. Aziatskie energeticheskie stsennari 2030. Pod red. S. V. Zhukova.-M., Magistr, 2012.- 336 s.

8. Beisebaev R.S. Rol' stran Tsentral'noi Azii v toplivno-energeticheskom komplekse Kirgizii: sostoyanie, problemy i perspektivy// Vestnik RUDN. Seriya: Mezhdunarodnye otnosheniya- 2018.- Vol. 18.- No. 2.-S. 284–291.

9. Buryachok T.A. Elektroenergetika i okhrana okruzhayushchei sredy. Funktsionirovanie energetiki v sovremennom mire.- Kiev: Energetika, 2010 [elektronnyi resurs]// <http://energetika.in.ua/ru/books/book-5>
10. Kasymova V.M. Problemy mezhgosudarstvennogo sotrudnichestva v oblasti TEK stran Tsentral'noi Azii // Evraziiskaya ekonomicheskaya integratsiya.- 2010. -№ 1 (6).- S. 34–56.
11. Mirovaya ekonomika i energetika: draivery peremen / pod red. S.V. Zhukova. – M.: IMEMO RAN, 2020. – 164 s.
12. Sydykov B.K. Toplivno-energeticheskaya politika Kyrgyzskoi Respubliki: problemy i perspektivy razvitiya // Vestnik KRSU. 2010. T. 10. № 10.- S. 81–83.
13. Energetika Tsentral'noi Azii i ee potentsial dlya Rossii Kak novye proekty v sredneaziatskikh respublikakh mogut reshit' problemy, kotorye vyyavil blekaut? [elektronnyi resurs]// <https://journal.open-broker.ru/research/energetika-centralnoj-azii/>
14. Energetika XXI veka: Usloviya razvitiya, tekhnologii, prognozy / L.S. Belyaev, A.V. Lagerev, V.V. Posekalin i dr.; Otv. red. N.I. Voropai. – Novosibirsk: Nauka, 2004. – 386 s.
15. Global Energy Statistical Yearbook 2018 [Electronic resource] / Enerdata. Rezhim dostupa: <https://yearbook.enerdata.net/oil-products/world-oil-domestic-consumption-statistics.html>

#### **Автор публикации**

**Ишимов Аманат Бексултанович**, аспирант Института экономики им. академика Дж. Алышбаева Национальной академии наук Кыргызской Республики.

#### **Author of the publication**

**Amanat B. Ishimov**, postgraduate student of the Institute of Economics. Academician J. Alyshbaeva of the National Academy of Sciences of the Kyrgyz Republic.

Статья поступила в редакцию 24.01.2022; принята к публикации 10.03.2022.  
The article was submitted 24.01.2022; accepted for publication 10. 03.2022.