

Экономика

Переоценка роли центральноазиатских ресурсов в современной энергетической стратегии Китая

© 2018

В.А. Матвеев

XIX съезд КПК закрепил тренд на использование высококачественных энерго-ресурсов. При этом ввиду обострения проблем развития сырьевой базы газодобывающего комплекса Центрально-Азиатского региона расширение подачи газа в Китай оказалось под вопросом. В статье рассматриваются направления решения данной проблемы за счет получения российского газа.

Ключевые слова: природный газ, энергетическая политика, трубопроводы, Китай, Центральная Азия, восточные районы России.

DOI: 10.31857/S013128120000155-1

Выдвинутые пятым поколением руководства КНР стратегические задачи диктуют Китаю необходимость оптимизации внешнеэкономической деятельности. Для накопления капитала, решения социальных и экологических задач Китаю необходимо увеличивать импорт энергоносителей и промышленного сырья, расширяя экспорт традиционных товаров ширпотреба, как и продукции современных технологий. По имеющимся оценкам экспертов, его импорт нефти за период 2012–2020 гг. должен возрасти с 282 до 480 млн тонн, то есть в 1,7 раза¹.

В этих условиях китайское руководство стремится придать новый импульс своим отношениям с внешним миром, в частности, со странами Евразии, предложив им ряд внешнеэкономических проектов (в том числе концепцию «Один пояс, один путь»).

Выдвижение этой концепции и, в частности, ее сухопутного варианта «Экономический пояс Шелкового пути», в совокупности с другими инициативами свидетельствует о том, что запросы и возможности Китая на внешней арене значительно выросли: он превратился в ведущую евроазиатскую экономическую державу не только по объему экономики, но и по своему реальному влиянию и теперь задался целью приспособить всю международно-экономическую систему континента к своим потребностям. Китай готовится к интенсивному наступлению на континенте едва ли не на всех направлениях, с помощью всех видов экономического оружия.

Как отмечали китайские специалисты, в начальный период реформ и открытости стратегическая цель КНР состояла в том, чтобы «войти в мировой экономический поря-

Матвеев Владимир Александрович, кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник ИДВ РАН. E-mail: matveeva@mail.ru.

док», теперь же она заключается в изменении этого порядка, чтобы он в большей мере учитывал «обновленные интересы Китая»².

Согласно мнениям ряда аналитиков³, очевидным следствием глобализации энергетической политики Китая становится ее растущая роль в качестве фактора ценообразования на мировых рынках топлива. Повышается и способность КНР воздействовать на мировые рынки в выгодном для себя направлении. Одним из условий успешного прогнозирования конъюнктуры мировых топливных рынков становится в наши дни изучение действий китайского регулятора, а также стратегий корпораций и местных органов власти в сфере энергетики — не говоря уже о планах развития хозяйства, инвестиционных приоритетах и т.п. Привычным образом действий для регулятора в КНР является стремление к определенному торможению темпов роста в их восходящих фазах, в том числе по причине опасений чрезмерного роста цен на топливо. Следует считать с привычным стремлением к удорожанию на относительно низком уровне тарифов на электроэнергию.

Для Китая в силу масштабов экономики и сложившихся традиций планирования особую ценность представляют долгосрочные контракты на поставку значительных объемов топлива по «сглаженным» в отношении ценовых пиков и спадов ценам. Новые возможности для партнеров Китая открывает и продолжение либерализации энергетической политики, которая, по-видимому, повлечет образование разных по структуре типов потребления энергии в отдельных регионах при их большей самостоятельности в вопросах внешней торговли энергоресурсами.

Взаимосвязь экономической стратегии и энергетической политики в Китае наглядно проявляется в последовательной технической модернизации потребления и производства энергии, уже вполне сопоставимой с достижениями передовых стран. Она разворачивается преимущественно на внутренней основе — идет ли речь о «старых» отраслях ТЭКа или новой энергетике (разумеется, при активном использовании заимствованных извне технологий, ресурсов и опыта).

Массовое обновление основных фондов в тяжелой промышленности и энергетике, развернувшееся в начале XXI века, позволяет говорить о переходе к интенсификации народного хозяйства, отмеченной в последнее пятилетие существенным сокращением энергоемкости ВВП, начавшимся вхождением страны в число мировых лидеров научно-технического прогресса. Говоря об энергоемкости и энергоэффективности китайской экономики, нужно отметить своеобразие индустриализации в КНР, которой некоторые исследователи предрекают — на основе сопоставлений с другими странами — длительный, вплоть до 2030 г., этап «поздней индустриализации», с чем в целом можно согласиться⁴.

Китайские компании активно осваивают выпуск продукции для нужд конвенциональной и «зеленой» энергетики. Они уже способны предоставлять конкурентоспособные товары и услуги другим странам (разного технологического уровня, в зависимости от конкретного спроса).

При этом Пекин стал декларировать недопустимость экологических жертв во имя интересов экономики, что чревато серьезными последствиями для его экономических партнеров.

Проблемы развития газовой промышленности стран Центральной Азии

За последние несколько лет на мировом энергетическом рынке наблюдались серьезные подвижки. Совершенствование технологии добычи сланцевых углеводородов выросло, наблюдалось падение мировых цен на нефть и на природный газ (ПГ), что ухудшило инвестиционную привлекательность традиционных углеводородов. Следствие этого — приостановка или отмена ряда новых нефтегазовых проектов с более сложными

геолого-промысловыми условиями. Под этот пресс попала и значительная часть нефтегазовых ресурсов стран Центральной Азии (ЦА).

Центрально-Азиатский регион, замкнутый в центре Евразии, не имеет прямого выхода на такие крупные энергопотребляющие регионы, как Восточная и Юго-Восточная Азия, Европейский союз. Экспорт газа является для стран ЦА ведущим бюджетобразующим ресурсом, им предопределяется уровень финансирования социальных платежей. Но эта отрасль вступает в регионе в эпоху нестабильности, вызванной как внешними, так и внутренними обстоятельствами.

Ресурсы традиционного недорогого газа, добываемого из сравнительно неглубоких продуктивных горизонтов в промысловых районах с обустроенной инфраструктурой, начинают исчерпываться практически во всех нефтегазодобывающих странах ЦА. Разведаны и начали разрабатываться новые газовые месторождения на значительно больших глубинах — от 4000 до 7000 метров. Эти горизонты, как правило, имеют сложное геолого-промысловое строение. К тому же газ в этих пластах содержит высокую долю агрессивных компонентов, прежде всего, сероводорода. В связи с этим новые ресурсы газа могут быть отнесены к «нетрадиционным».

Поскольку страны ЦА не располагают в достаточной степени технологиями разработки такого газа, их надежды связаны с зарубежным содействием. В 1990-е годы в регион пришли известные нефтегазовые компании США, Италии, Малайзии и др. Они столкнулись со множеством технологических проблем, вследствие чего надежды на высокую прибыльность разработки этих ресурсов испарилась, и многие компании ушли из региона. В настоящее время на первые позиции в освоении центральноазиатских ресурсов выдвинулся Китай, предлагающий необходимые кредиты, но, как правило, оговаривающий свои условия — использование китайского оборудования и рабочей силы.

Между тем нефтегазовые ресурсы региона весьма значительны (табл. 1). По данным British Petroleum (BP), за последние 10 лет (2006–2016 гг.) оценка запасов газа по странам ЦА имела разнонаправленные тренды: если в Казахстане и Узбекистане запасы сократились на 10–15%, то в Туркмении выросли с 2,3 до 17,5 трлн куб. м или в 7,6 раз.

Таблица 1

Сравнительные характеристики газового потенциала центральноазиатских стран и Китая на конец 2016 г.

Страны	обеспеченные запасы (трлн куб. м)	добыча (млрд куб. м)	Потребление (млрд куб. м)
Казахстан	1,0	19,9	13,4
Узбекистан	1,1	62,8	51,4
Туркменистан	17,5	66,8	29,5
Китай	5,4	138,4	213,5

Источник: BP Statistical Review of World Energy, June 2017.

Туркменистан. Показательна ситуация, сложившаяся в ведущей по газовым ресурсам стране региона (4-й в мировом рейтинге после России, Ирана и Катара). Промышленные запасы природного газа находятся здесь по двум категориям месторождений — традиционного и высокосернистого («нетрадиционного») газа. Для добычи и транспортировки последнего требуется сложная и затратная подготовка. Основные экспортные ресурсы газа находятся в крупных месторождениях юго-восточной части Туркменистана. До 2007 г. основным экспортным месторождением был Довлетабад-Донмез, использовавшийся для транспортировки газа в Россию и Иран. С 2015 г. из-за резкого снижения цен на газ на мировом рынке и нежелания властей Туркменистана идти на со-

ответствующее снижение отпускных цен на это сырье был прекращен экспорт газа сначала в Россию, затем в Иран.

В настоящее время продуктивные горизонты большинства месторождений этого района существенно выработаны, и для подачи газа в магистральные газопроводы начали активно использовать дожимные компрессорные станции, что резко удорожает затраты на подготовку газа к транспортировке и стоимость самого газа. С другой стороны, низкий уровень мировых цен ведет к резкому снижению общей эффективности разработки газа.

Новый этап освоения газовых ресурсов Туркменистана связан с переходом на разведку более глубоких продуктивных горизонтов, в которых газ содержит агрессивные примеси сероводорода и др. В 2007 г. открыто уникальное по запасам месторождение Галкыныш, сразу же улучшившее рейтинг республики. Британская компания «Gaffney, Cline & Associates» по результатам аудита запасов назвала его вторым в мире после месторождения Южный Парс в Иране, оценив запасы туркменского месторождения в 13,1–21,2 трлн куб. м⁵. Тогда же British Petroleum (BP) официально оценила общий уровень доказанных запасов ПГ Туркменистана в объеме 24,3 трлн куб. м⁶. Международными экспертами достоверность данной оценки подвергается сомнениям, что уже привело не только к крупным скандалам с иностранными инвесторами, но и к отставкам в газовой отрасли Туркменистана. В соответствии с международной классификацией доказанные запасы газа представляют собой количество газа, которое с определенной долей допуска экономически целесообразно будет извлекать из открытых месторождений при существующей экономической конъюнктуре и технологиях, исходя из геологической и технической информации. Здесь и «зарыта собака»: большинство экспертов обращает внимание на неоправданную закрытость информации по запасам газа в Туркменистане, что может быть объяснено тем, что большинство этих запасов относятся к категории трудноизвлекаемых и чрезвычайно затратных для разработки. Это усиливает подозрительность зарубежных инвесторов⁷.

В немалой степени из-за этого многие иностранные инвесторы отложили новые проекты в сфере разработки и транспортировки газа. Дело в том, что сооружение крупных газотранспортных систем под обеспечение долгосрочных газовых поставок требует гарантированных запасов газа в течение значительного периода, как правило, 30 лет. При этом потребитель должен гарантировать стабильный многолетний отбор газа.

За последнее десятилетие темпы прироста запасов природного газа в Туркменистане значительно опередили прирост добычи. По оценке BP на конец 2016 г., официальные разведанные запасы ПГ в Туркменистане составили гигантскую цифру в 17,5 трлн куб. м (табл. 1). Кроме Галкыныша, перспективными месторождениями считаются Яшлар (до 1,5 трлн куб. м) и Минара (200 млрд куб. м)⁸. Консорциум во главе с Китайской национальной нефтяной корпорацией (CNPC) заключил в 2009 г. соглашение о разделе продукции на месторождении Галкыныш на сумму 10 млрд долл. с обязательством ежегодно поставлять в КНР 30 млрд куб. м газа в течение 30 лет. К тому времени в портфеле CNPC уже имелось схожее соглашение по нефтегазовому проекту Багтыярлык, охватывающему несколько месторождений, включая Саман-Депе и Алтын Аспр⁹.

Таким образом, в числе рисков добывающего сектора Туркменистана, кроме уже упомянутой завышенной оценки достоверности запасов, можно отметить резкое увеличение (в разы) стоимости разработки большинства новых открытых месторождений, связанное с большими глубинами залегания пластов (4000–7000 метров) и повышенным содержанием такого агрессивного компонента, как сероводород. Это требует привлечения значительных инвестиций не только в добычу, но и в подготовку этого газа на газоперерабатывающих заводах для дальнейшей транспортировки потребителям.

В реальных условиях сегодняшнего дня единственным реально действующим направлением экспорта туркменского газа является Китай. Построена 3-ниточная газотранспортная система Туркменистан — Узбекистан — Казахстан — Китай (ГУКК)

мощностью 55 млрд куб. м. При обсуждении параметров транспортировки газа в Китай предполагалось увеличение объема поставок газа по газопроводу на ближайшую перспективу до 65 млрд куб. м газа в год¹⁰.

Между тем до сих пор газопровод заполнен газом только на 54%, в 2016 г. по нему было экспортировано только 29,86 млрд куб. м туркменского газа (табл. 2).

Таблица 2

**Поставки газа по МГ Туркменистан — Узбекистан — Казахстан — Китай
(млрд куб. м)**

Страна	2013	2014	2015	2016
Туркменистан	25,00	28,00	29,00	29,86
в том числе СП Багтыярлык	5,59	9,11	11,70	13,30
Узбекистан	2,90	1,30	1,60	4,30
Всего:	27,90	29,30	30,57	34,16

Источники: CNPC, «Туркменгаз», «Узбекнефтегаз», «КазТрансГаз».

Такая привязка к единственному потребителю несет существенные риски для туркменской стороны, прежде всего из-за того, что потребитель может диктовать свои условия ввиду неустойчивости цен на газ на мировом рынке. К тому же объемы предложения туркменского газа реально превысили эффективный спрос на него в Китае, для которого такая сверхдальняя транспортировка центрально-азиатского газа в Гуанчжоу (на 7000 км) явно нерентабельна. Уже сейчас китайские компании — импортеры газа (в частности, PetroChina) несут убытки в размере 130 долл. за 1 тыс. куб. м импортируемого газа¹¹, и Китай вынужден вводить льготы импортерам газа в форме возмещения НДС сроком на 10 лет при превышении стоимости импортируемого газа над внутренними ценами в Китае. В конечном итоге мощности экспортных газопроводов простаивают.

При этом заполняемость газопровода ТУКК становится неопределенной, и в условиях расчетной незагрузки газопровода показатели эффективности его работы резко ухудшаются. Между тем Китай приобрел туркменский газ осенью 2016 г. в среднем по 185 долл. за 1 тыс. куб. м, то есть цены были достаточно невысокими¹². Вследствие снижения экспортных доходов экономика Туркменистана испытывает значительные трудности. В свою очередь, возникающие в среднесрочной перспективе риски экспорта туркменского газа в Китай заставляют туркменские власти диверсифицировать газовые маршруты и искать для них новые направления.

Одно из них — европейское, посредством строительства Транскаспийского газопровода и его соединения с «Южным газовым коридором» в Азербайджане. Однако при нынешних невысоких ценах на газ на мировых рынках туркменский газ коммерчески нерентабельно поставлять по вновь построенным трансконтинентальным газопроводам в Европу, и в перспективе ситуация вряд ли изменится. Второй вариант — строительство магистрального газопровода Туркменистан — Афганистан — Пакистан — Индия (ТАПИ), который пока никак не продвигается из-за нерешенности проблем безопасности.

В Узбекистане газовый комплекс также не свободен от сложных проблем, хотя ресурсные возможности достаточно высоки благодаря тому, что было разведано большое количество новых газовых месторождений. Но и уже выработанных, содержащих низконапорный газ, — множество. Для его использования необходимо строительство дожимных компрессорных станций, что резко повышает стоимость добытого газа. Но и большая часть новых месторождений содержит немало высокосернистого газа. Для доведения его до товарных кондиций надо сооружать газоперерабатывающие заводы для очистки от сероводорода, и стоимость разработки газа и подготовки его к транспортировке резко возрастает.

Проекты разработки таких месторождений, как Гаджак, открытого еще в советские времена (1970 г.), сопряжены с высокими рисками. Хотя это месторождение входит в пятерку крупнейших в Узбекистане, оно, по мнению иностранных инвесторов, не является привлекательным. Таких проектов в Узбекистане немало, и «Узбекнефтегаз» будет вынужден разрабатывать их либо самостоятельно, либо с новыми партнерами, при том что эти месторождения рискуют остаться убыточными.

Узбекистан уже много лет пытается решать главную проблему — компенсировать убыль традиционного газа за счет нового, преимущественно сернистого газа. Его максимальное товарное производство (добыча минус технологические потери переработки) было достигнуто в 2008 г. (61,9 млрд куб. м), на протяжении последних 5 лет производство постепенно снижалось — до 56 млрд куб. м. в 2016 г. В целях поощрения экспорта газа власти Узбекистана пошли в 2016 г. на резкое сокращение внутреннего потребления (т.е. замены газа углем). В результате объемы экспорта в 2015–2016 гг. увеличились с 7,5 до 11,4 млрд куб. м. До недавнего времени основные объемы экспорта газа забирал Газпром для обеспечения газом соседних стран региона, что составило около 7 млрд куб. м в 2016 г. Причем с Газпромом реализуется договор о продаже газа по цене 125 долл./1000 куб. м до 2022 г. С постройкой узбекского участка газопровода в Китай за счет кредита в 1,5 млрд долл., взятого у Банка развития Китая, в 2016 г. резко возросла подача газа в КНР (4,3 млрд куб. м). По оптимистическим расчетам Узбекистана, экспорт газа в Китай в среднесрочной перспективе может достичь планки в 8 млрд куб. м.

В **Казахстане** разработка газовых ресурсов имеет свои особенности. Большинство его нефтегазовых месторождений открыто в западных и центральных районах, и это в основном нефтяные месторождения. Поэтому значительная часть газовых ресурсов Казахстана, за исключением Карачаганакского газоконденсатного месторождения, представлены попутным газом. Добыча попутного газа, как известно, имеет побочный характер, и динамика его извлечения определена планами по добыче нефти. Существенная часть газа (до 40%) закачивается обратно в промысловые нефтяные пласты для поддержания пластового давления.

Добытый же на Карачаганакском месторождении газ (с высоким содержанием сероводорода) отправляют на близлежащий Оренбургский ГПЗ, с которого он в смеси с российским газом экспортируется по Единой системе газоснабжения Газпрома в страны СНГ и ЕС.

Имеются планы по дальнейшему наращиванию добычи на двух уникальных нефтяных месторождениях — Тенгизском и Кашаганском, в связи с чем появятся определенные избытки попутного газа, которые Газпрому не нужны. Казахстан планирует экспортировать этот газ в Китай (для диверсификации экспортных поставок и для урегулирования имеющихся задолженностей). Чтобы обеспечить поставки газа в Южный Казахстан и в Китай с западноказахстанских месторождений, введен в строй новый магистральный газопровод Бейнеу — Бозой — Шымкент, подключенный к магистральному газопроводу ТУКК. Согласно меморандуму, подписанному летом 2017 г. между «КазМунайГаз» и CNPC, экспорт казахского газа в Китай составит 5 млрд куб. м.

Однако большие надежды на устойчивый экспорт казахского газа в Китай иллюзорны. Во-первых, к 2022 г. планируется увеличить объемы обратной закачки в пласт Тенгизского попутного газа, что резко сократит его избытки, во-вторых, вряд ли какие-то объемы карачаганакского газа переориентируются с российского на китайское направление из-за более высоких цен у западных потребителей. В итоге, согласно правительственным прогнозам Казахстана, планируется сократить объемы экспорта газа с 14 млрд куб. м в 2016 г. до 10 млрд куб. м в 2025 г.

Такова текущая ситуация с газовыми ресурсами Центрально-Азиатского региона, которому правительство КНР отводило до недавнего времени роль важного и крупного поставщика газа.

Развитие газовой промышленности Китая

Глобальный энергетический рынок во втором десятилетии XXI века перестал быть стабильным, на нем происходят серьезные перемены. Они заключаются в появлении на глобальном рынке новых видов углеводородов, связанных с формированием новых центров производства СПГ, резким ростом добычи сланцевого газа в США, изменениями в доходности разработки запасов традиционного газа. Все это ведет к высокой волатильности цен на основных региональных рынках газа.

В среднесрочной перспективе значительные предложения сланцевого газа будут конкурировать на мировом рынке с СПГ и сетевым газом, что окажет сильное влияние на объемы международной торговли газом и на стоимость его реализации. Происходящие в мировой энергетике процессы и соответствующее падение цен наложили серьезный отпечаток на перспективы углубления сотрудничества Китая с нефтегазодобывающими странами ЦА.

Выстроенная долговременная схема обеспечения Китая центральноазиатским газом стала подвергаться (как отмечалось выше) существенной корректировке, что обусловлено не только переменами на глобальном газовом рынке, но и резким расширением использования газа в КНР. Китай вступил в полосу перемен в народном хозяйстве. Это касается и предложения как новых видов энергоносителей (сланцевого газа, шахтного метана, синтетического газа), так и традиционных. В стране происходит газовая революция. Флуктуации на мировом газовом рынке напрямую затронули и Китай: как с точки зрения покрытия нарастающего в нем дефицита энергоресурсов, так и ввиду необходимости повышения энергоэффективности, конкурентоспособности продукции и экологической безопасности народного хозяйства.

Состояние и перспективы мирового энергетического рынка чрезвычайно важны для такого его ведущего игрока, как Китай. Конъюнктура этого рынка влияет на расстановку приоритетов в национальной модели развития, на скорость процесса модернизации страны, «иерархию» внешних поставщиков углеводородов и на интенсивность сотрудничества с ними.

Отличительная особенность современного периода развития Китая — в том, что перед страной поставлены новые задачи. Они были озвучены на состоявшемся в конце 2017 г. XIX съезде КПК. Ключевыми словами программной речи Си Цзиньпина на съезде стали «стабильность» и «поступательное развитие». Одной из ведущих составляющих ключевого термина «стабильность» является понятие «чистая экология». Общеизвестны гигантские проблемы с загрязнением окружающей природной среды в Китае. Этот вызов сохранится на многие годы, профилактика и ликвидация загрязнения есть приоритетное направление развития.

В настоящее время развитие страны в рамках традиционных технологий подошло к своим пределам, и Китай вынужден форсированно переходить на более чистые («зеленые») технологии. А «зеленая» экономика предполагает такие революционные изменения, как гибридизация и электрификация автомобилей с отказом от традиционного моторного топлива, достаточно быстрый переход на альтернативные источники энергии. Все это уже внедряется в Китае.

Другой, не менее значимой проблемой загрязнения природной среды являются промышленные выбросы предприятий и тепловых электростанций при использовании угля как энергоносителя. Здесь альтернативой является повсеместное вытеснение местного низкокачественного энергетического угля газом во всех сферах народного хозяйства, особенно в крупных городах. Причем основные проблемы загрязнения атмосферного воздуха проявляются в северо-восточных и центральных провинциях Китая. Недаром началась разработка большого плана «Экологически чистого отопления северных районов

в зимний период», где наряду с закрытием неэффективных и грязных производств осуществляется активный переход на альтернативные виды топлива.

Таким образом, ускоренная газификация страны есть актуальнейшая задача. Здесь, в сущности, происходит «газовый переворот», сопровождаемый реализацией весьма капиталоемких проектов. Это, во-первых, массированное вложение средств в геолого-разведку, в разработку месторождений и широкомасштабное строительство магистральных газопроводов; во-вторых, развитие инфраструктуры регазификации и снабжения сжиженным газом таких сфер, как энергетика, химическая промышленность и металлургия (преимущественно в южных, восточных и северо-восточных провинциях); в-третьих, активизация китайского участия в разведке и разработке газовых ресурсов по всему миру и их транспортировке в КНР; в-четвертых, интенсивное развитие газораспределительной инфраструктуры, в частности, сооружение подземных газохранилищ и сетей.

Собственная добыча в Китае не покрывает растущие потребности народного хозяйства, и поэтому в среднесрочной перспективе Пекином взят курс на значительное увеличение инвестиций в ориентированную на импорт газотранспортную инфраструктуру и регазификационные мощности, что позволяет укрепить энергетическую безопасность и оптимизировать ценовую конкуренцию между экспортерами газа.

Ныне Китай стоит перед широким выбором источников традиционного и альтернативных видов газа. По предварительным подсчетам Института экономики и технологии Китайской национальной нефтегазовой корпорации, собственная добыча ПГ в Китае в 2016 г. достигла 134,1 млрд куб. м., в то время как реальный объем потребления газа составил 204 млрд куб. м, увеличившись на 6,5% по сравнению с 2015 г. За 2016 г. (в сравнении с 2015 г.) темп роста потребления газа (2,4%) существенно превысил темп роста его добычи (1,4%), и растущая разница в объемах была покрыта за счет увеличения импорта газа. Китай в 2016 г. импортировал 35,2 млрд куб. м трубопроводного газа и 25 млн т сжиженного природного газа (СПГ) (около 34,7 млрд куб. м). При этом темп роста потребления СПГ почти вдвое превысил темп роста потребления трубопроводного газа (соответственно 27,2% и 15,6% по сравнению с 2015 г.)¹³ Предполагается, что в 2017 г. потребление ПГ вырастет на 5,9% — до 216,2 млрд куб. м, а доля газа в общем объеме потребления первичных энергоресурсов — до 6,2%¹⁴.

За период 13-й пятилетки (2016–2020 гг.) Государственное управление КНР по энергетике планирует существенно увеличить доли газа и возобновляемой энергетики (с учетом ГЭС) в энергобалансе страны — с 5,9% до 10% и с 12% до 15% соответственно, по сравнению с 2015 г.¹⁵ При этом доля угля должна снизиться с 64 до 58%¹⁶. Впрочем, доля газа в топливно-энергетическом балансе страны все равно остается крайне незначительной по сравнению с энергобалансами других промышленных держав, где она составляет не менее 25–35%.

Выдвигается множество разнообразных прогнозов развития газовой отрасли Китая на период до 2020 г. — и китайских, и зарубежных. Они носят как пессимистичный, так и оптимистичный характер, но практически во всех прогнозные величины объемов потребления газа в стране в 2020 г. ожидаются на уровне 340–360 млрд куб. м. При этом предполагается, что основные государственные стратегические планы по изменению внутреннего газового баланса КНР должны быть полностью реализованы к 2030–2035 гг.¹⁷

Согласно докладу «Развитие газовой отрасли Китая — 2016», подготовленному Государственным управлением по энергетике, Центром по изучению проблем развития при Госсовете КНР и Министерством земельных и природных ресурсов, покрывать этот спрос Пекин собирается отчасти за счет роста собственной добычи (до 220 млрд куб. м.), из которых традиционный газ даст 170 млрд, сланцевый — 30 млрд, а остальное — метан угольных пластов. Следовательно, ниша для импорта может вырасти с нынешних

69,9 до 120 млрд куб. м. Согласно долгосрочным стратегическим планам, к 2030 г. Китай может еще более чем удвоить импорт газа — до 270 млрд куб. м¹⁸.

Пекином поставлена задача форсирования геолого-разведочных работ, чтобы к 2020 г. разведанные запасы ПГ достигли 16 трлн куб. м¹⁹. Важно, чтобы они относились к категории доказанных запасов, которые, как предполагается, будет экономически целесообразно извлекать из разведанных месторождений. При этом корректность оценки таких запасов во многом зависит от общих ценовых трендов мирового энергетического рынка и восточноазиатского рынка, в частности.

В настоящее время китайские власти большие надежды связывают с разработкой нового нетрадиционного источника ПГ — сланцевых залежей. Запланировано широкое развертывание геолого-разведочных работ в целях доведения их разведанных запасов до 1,5 трлн куб. м²⁰. Налицо бурный прирост добычи сланцевого газа. Если в конце 2014 г. его совокупная добыча у двух ведущих нефтегазовых корпораций — Sinopet и PetroChina — составляла 1,7 млрд куб. м, то к началу 2016 г. — уже 6,2 млрд куб. м (то есть прирост добычи более, чем утроился)²¹. Успехи текущих лет говорят о вероятности реализации оптимистичного сценария и быстром росте добычи к 2020 г. — до 60–100 млрд куб. м. В пользу этого свидетельствует приоритетное внимание, которое уделяется добыче сланцевого газа правительством. Для этого используются различные стимулирующие механизмы, в частности установлены субсидии для поощрения добычи, а главное — проведена либерализация рынка сланцевого газа в плане расширения прав собственности на добытый газ и отказа от государственного регулирования цен на него. Это, начиная с 2016 г., привлекло к разработке сланцевых месторождений иностранные компании. В конечном итоге, согласно данным ВР, к 2035 г. основная часть мировых объемов сланцевого газа будет добываться именно в Китае, а его доля составит четверть от общей добычи газа в мире²².

Таким образом, во избежание дефицита природного газа правительство КНР решило задействовать все возможные внутренние и внешние источники ПГ. Китаю необходимо ускорить поставку природного газа из своих внутренних районов и из-за границы для удовлетворения спроса в районах потребления. Это входит в поставленную перед страной большую цель вытеснения энергетического угля газом с соответствующим ростом доли природного газа в энергетическом балансе КНР.

Внимание китайского руководства направлено на инфраструктурные преобразования газовой отрасли: строительство газопроводов, ПХГ и пр. Понятно, что быстрее всего дополнительные объемы газа могут быть получены из импортных источников. Это — СПГ из различных газодобывающих стран и трубопроводный газ по действующим магистральным газопроводам из Центральной Азии и Мьянмы. В настоящее время Китай создал избыточную по мощности газовую инфраструктуру для получения импортного газа. В условиях серьезного дефицита газа акцент сделан на развитие инфраструктуры по приему импортного СПГ через наращивание строительства приемочных терминалов, поскольку логистика поставок СПГ морским путем является достаточно гибкой при наличии достаточных регазификационных мощностей.

В 2017 г. поставки СПГ в Китай превысили 38 млн т (рост по сравнению с предшествующим годом более чем на 50%). Сейчас китайские компании закупают СПГ преимущественно на спотовом рынке, что взвинтило цены в Юго-Восточной Азии, где они превысили 11 млн долл. (примерно 406 долл./тыс. куб. м), что вдвое больше, чем прошлым летом²³. В связи с этим ведущие производители СПГ быстро отреагировали на изменение конъюнктуры, перенаправив в Китай экспортные потоки.

К настоящему времени КНР законтрактовала поставки СПГ в объеме около 50 млрд куб. м в год. Но в перспективе предполагается существенно увеличить закупки СПГ, и к 2019 г. этот показатель может вырасти до 60 млрд куб. м. Поставки обеспечат потребности страны в импорте газа до 2020 г., и у китайских компаний еще останется

возможность покрывать пики потребления за счет закупок СПГ на спотовом рынке²⁴. Стратегия покупки газа корректируется, и Китай планирует отказываться от спотовых закупок в пользу проектов, где он участвует, контролируя всю цепочку — от добычи до сжижения и транспортировки. Так, СПГ, закупаемый в США, достаточно дорог, поскольку в его стоимость входит маржа всех компаний, участвующих в цепочке от производителя до потребителя. Участие же Китая в проектах сможет снизить стоимость СПГ, делая его более конкурентоспособным. Позитивным примером мог бы стать начатый проект «Ямал СПГ», в котором свои доли имеют CNPC и инвестфонд «Silk Road». Сообщается о новом соглашении относительно совместного развития выпуска СПГ на Аляске, подписанном американской корпорацией «Alaska Gasline Development Corporation», властями штата Аляска и китайскими государственными структурами — нефтегазовой компанией Sinopet, инвестфондом «CIC Capital Corporation» и банком «Bank of China». Согласно проекту, на юге Аляски будет сооружен крупнейший завод по сжижению природного газа мощностью 27,6 млрд. куб. м²⁵.

В разных районах Китая проблема дефицита топлива решается по-разному. Он не делает ставку только на СПГ — строит и трубопроводы для транспортировки газа. Если в прибрежных районах дефицит топлива покрывается посредством СПГ, то остаются неохваченными крупные промышленные центры, что удалены от морского побережья. Это, прежде всего, Дунбэй, куда доставка импортного СПГ или центральноазиатского газа весьма затратна. В то же время, по оценке на осень 2017 г., цены российского трубопроводного газа в Европе были ниже, чем СПГ в Азии на 30%²⁶. Этот фактор немаловажен для активизации сотрудничества КНР с РФ по организации масштабной доставки восточно-сибирского и дальневосточного газа в Дунбэй

Китайские инвестиции в ЦА и другие страны СНГ

Ситуация в нефтегазовом комплексе ЦА будет во многом зависеть от приоритетов инвестиционной политики Китая. Здесь также грядут перемены. В настоящее время в Китае реализуется новый этап модернизации экономики. Осенью 2017 г. на XIX съезде КПК была объявлено о вступлении Китая в «новую эпоху социализма с китайской спецификой» и принята обновленная стратегия развития на ближайшие годы.

Особое внимание властей КНР сосредоточено на снижении долговой нагрузки корпоративного сектора и местных правительств, повышении эффективности госпредприятий в направлении формирования на их основе национальных мегакорпораций. Для сдерживания роста долговой нагрузки компаний и оттока капитала Китай ужесточает контроль за активностью своих инвесторов. Перечисленные меры призваны изменить подходы Китая к инвестированию за рубежом. Так, с января по сентябрь 2017 г. вложения в нефинансовый сектор за рубежом упали на 41,9%²⁷.

Принимаемые меры позволяют приступить к введению единых правил инвестирования за рубежом, отвечающих стратегическим интересам Китая. При этом Китай не станет инвестировать меньше, но новые сделки будут увязываться со стратегией продвижения государственных интересов в мире. Объявленные в ходе XIX съезда КПК цели по превращению Китая к 2050 г. в «модернизированное социалистическое государство», занимающее лидирующие позиции в области науки и техники, в практическом плане реализуются в рамках программы «Сделано в Китае — 2025» и подразумевают развитие инноваций и «умных» производств.

Эти нововведения должны коснуться и инвестиционной политики по отношению к ЦА. Тенденция снижения мировых цен на нефть и газ, как и санкционная политика стран Запада в отношении России, снижение стоимости рубля и девальвация валют постсоветских стран, особенно в ЦА — все это ударило по их национальным бюджетам. В итоге давление внешних негативных факторов обострило экономическую и социаль-

ную ситуацию в ЦА. Симптоматично, что на этом негативном фоне резко упал спрос на китайские товары.

Падение мировых цен на углеводороды оказало негативное воздействие на эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений в ЦА, вынуждая выводить из оборота наиболее затратные месторождения и приостанавливать освоение новых. Поскольку китайская доля в нефтегазовых активах региона значительна, то этот мировой ценовой тренд неблагоприятно сказывается на интенсивности энергетического сотрудничества Китая со странами региона.

Согласно аналитическому докладу Евразийского банка развития (ЕАБР) «ЕАЭС и страны Евразийского континента: мониторинг и анализ прямых инвестиций в 2016 г.», изменились приоритеты инвестиционной политики Китая на постсоветском пространстве: в частности, наблюдалась тенденция к сокращению доли топливного комплекса в общем объеме накопленных китайских прямых иностранных инвестиций (ПИИ) в большинстве стран СНГ. С 2010 г. она снизилась с 86,8 до 74,1%²⁸.

Неожиданно резкий рост китайских ПИИ в Россию, наблюдавшийся в 2016 г., объясняется наличием двух крупных сделок на российском рынке: покупкой 10% акций ПАО «Сибур» китайским Фондом Шелкового пути и 20% ПАО «Верхнечонскнефтегаз» китайской «Beijing Gas Group Company Ltd». На них пришлось 90% от всех китайских инвестиций в новые проекты в 2016 г.²⁹ Важно, что сделка по продаже 20% ПАО «Верхнечонскнефтегаз» обеспечила выход Роснефти на внутренний газовый рынок Китая, что служит хорошей предпосылкой к началу двустороннего сотрудничества в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке на всех этапах производственной цепочки — от геологоразведки до добычи и реализации газа.

Анализ инвестиционной активности Китая в 2016 г. показывает, что приоритетным направлением для реализации новых проектов с китайскими ПИИ стала Россия как по числу таких проектов (пять из восьми новых проектов в ЕАЭС), так и по объему привлеченных в них инвестиций (94%). Среднегодовой прирост китайских ПИИ в российскую экономику за последние пять лет составил 57%. С учетом последних сделок 82% накопленных китайских инвестиций сосредоточены в топливном и химическом комплексах³⁰.

В Казахстане инвестиции КНР в топливный комплекс (включая магистральные трубопроводы) по-прежнему составляют около 98% от китайских накопленных ПИИ в этой стране. Однако в конце 2016 г. в рамках программы по переносу производственных мощностей из Китая в Казахстан открыт казахстанско-китайский завод по переработке масличных культур. В дальнейшем компания планирует создание крупного агропромышленного парка.

* * *

Общее состояние энергетической политики Китая на нынешнем этапе можно охарактеризовать как переходное — от решения народнохозяйственных задач (остающихся приоритетными) к глобальному позиционированию и действиям. Пока еще китайская энергетика остается слабо интегрированной в мировую экономику. Однако в рамках расширения масштабов мирового газового рынка закупки СПГ Китаем выводят его на 2-е место в Азии.

Обеспечение потребностей народного хозяйства Китая в энергоносителях в настоящее время стало одним из активных факторов его внешнеполитической стратегии. С постановкой задач по дальнейшей модернизации экономики Китая проявился повышенный спрос на углеводороды. И здесь принципиально важную роль играет природный газ.

Поставленные на XIX съезде КПК задачи требуют ускоренной газификации страны. Внутренние источники не могут покрыть этот повышенный спрос на газ, в связи с чем Китай задействовал множество импортных источников, из которых быстрее всего отреагировали производители СПГ. В условиях высоких перспектив спроса на газ в Ки-

тае возросла заинтересованность других крупных игроков глобального газового рынка, и у Пекина расширился выбор поставщиков, в числе которых такие производители СПГ, как Австралия, Катар, Малайзия и др. Появляются новые транснациональные корпорации, например, Ямал СПГ, где китайский капитал играет активную роль. Китайская компания Sinopet заключила соглашение о совместном развитии СПГ на Аляске с американской корпорацией «Alaska Gasline Development Corporation».

Серьезную ставку Китай делает на развитие трубопроводной доставки российского газа, который остается надежнее и дешевле, чем импортируемый СПГ. Имеются и альтернативы среди поставщиков трубопроводного газа.

Однако перспективы расширения поставок газа из ЦА неоднозначны. Экономика нефтегазодобывающих стран ЦА испытывает значительные трудности из-за резкого снижения экспортных доходов, вызванного низкими ценами на энергоносители. В условиях неустойчивого социально-экономического положения стран ЦА встала проблема выплаты накопленных китайских кредитов. Сегодня китайцы являются крупнейшими инвесторами нефтегазового комплекса региона. В частности, Туркменистан, как и Узбекистан, оказались в сложной ситуации, ибо крупные китайские кредиты отдаются из прибыли за экспорт газа, а цены продажи в Китай невысокие. Условия для успешного развития нефтегазодобывающего комплекса Центрально-Азиатского региона в настоящее время зыбки. В нынешних ценовых условиях свободных ресурсов для экспорта недостаточно. Исходя из такого расклада сил, потребность в увеличении поставок центральноазиатского газа сокращается. В связи с этим Китай медлит со строительством четвертой нитки магистрального газопровода ТУКК.

Серьезным конкурентом на газовом рынке Китая для стран ЦА является РФ с трубопроводным проектом «Сила Сибири-1» на 38 млрд куб. м. Россией предложено еще два новых трубопроводных проекта «Сила Сибири-2» (бывший «Алтай») и газопровод с Сахалина. Китай особенно заинтересован в покупке сахалинского газа в связи с небольшими капиталовложениями для врезки и высокой готовностью газопровода. В рамках этого проекта сейчас подписано очередное соглашение по параметрам поставок и начаты коммерческие переговоры. При этом российский газ останется вне конкуренции в Дунбэе.

1. URL: <http://www.oilru.com/news/377875>
2. *Fu Mengzi*. Tackling Challenges in the Global Economy and Building a New World Order — China's Influence and US Factors // *Contemporary International Relations*. 2010. March — April. Vol. 20. № 2. P. 2.
3. *Томберг И.П.* Формирование энергетической политики КНР в начале XXI века: внутренние ресурсы и мирохозяйственные перспективы. Автореферат дисс. на соискание ученой степени д.э.н. М.: ИВ РАН, 2017.
4. Там же.
5. URL: http://www.eabr.org/r/press_center/region_news/index.php?id_4=13352
6. BP Statistical Review of World Energy. June 2012.
7. *Матвеев В.А.* Экспортный потенциал газовой отрасли Туркменистана: перспективы и риски // Россия и новые государства Евразии. ИМЭМО РАН. 2012. № 4.
8. URL: http://www.gas-journal.ru/gij/gij_detailed_work.php?gij_element_id=43398&work_element_id=43547
9. URL: http://news.eizvestia.com/news_economy/full/2811-putinu-s-privetom-kitaj-nacelilsya-na-turkmenskij-gaz
10. Там же.
11. URL: http://twitter.com/gazo_ru/status/106581138075697152
12. URL: eadaily.com/ru/news/2016/10/28/pochem-gaz-dlya-kitaya-rossiya-bet-ssha-i-po-spg
13. URL: http://www.ngv.ru/news/gazoprovod_tsentralnaya_aziya_kitay_perekachal_170_mlrd_kub_m_gaza/?sphrase_id=6882431
14. Там же.

15. Барсуков Ю., Коростиков М. Китай переходит на газ // Коммерсант. 19.01.2017.
URL: <http://www.kommersant.ru/doc/3195636>
16. URL: http://www.pro-gas.ru/persp/persp_full
17. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2016-11/3>
18. URL: <http://neftegaz.ru/news/view/156514-Kitay-usilenno-razvivaet-svoyu-gazovuyu-otrasl-promyshlennosti-no-rech-ob-otkaze-ot-importnogo-gaza-ne-idet>
19. URL: <http://neftegaz.ru/news/view/157462-Kitay-provozglasil-borbu-s-importozavisimostyu.-Strana-namerena-razvivat-sobstvennyu-dobychu-nefti-i-gaza>
20. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2016-11/3>
21. URL: http://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/China/china.pdf
22. URL: http://russian.china.org.cn/business/txt/2016-04/01/content_38155044.htm
23. URL: <https://1prime.ru/articles/20171229/828312467.html>
24. URL: http://polpred.com/?ns=1&ns_id=2042351
25. URL: <https://eadaily.com/ru/news/2017/11/10/vostochnyy-balans-rossiyskiy-gaz-kitay-uravnovesit-spg-iz-alyaski>
26. Ibid.
27. URL: <https://eabr.org/analytics/integration-research/cii-reports>
28. Ibid.
29. Ibid.
30. Ibid.