Ресурсное значение Каспийского региона для энергетической безопасности в Евразии: добыча и экспорт природного газа

Р.Н. Кажаров

В статье приводятся актуальные данные о запасах газа и экспортном потенциале всех стран Прикаспийского региона. Эти актуальные данные являются результатом многолетней работы международных и российских энергетических компаний в Каспийском регионе. Приводятся и анализируются также официальные данные прикаспийских государств. Рассматриваются основные направления политики всех стран региона по освоению своих запасов и экспорта газа на внешние рынки. Туркменистан является страной региона с наибольшим газовым потенциалом. Азербайджан – страна, транзитные возможности которой имеют ключевое значение для возможных поставок туркменского газа в Европу. Использование этих транзитных возможностей связано с разрешением сложных политических проблем.

Каспийский регион в последние 20 лет стал одним из центров мировой политики. В нем сосредоточены углеводородные запасы, привлекающие внимание внерегиональных игроков. Именно из-за наличия на Каспии значительных углеводородных ресурсов регионы Кавказа и Центральной Азии стали рассматривать, как связанные геоэкономические пространства. Использование кавказского транзитного маршрута позволяет вывести углеводородные ресурсы Каспия на европейский рынок (через Турцию) в обход России. На экспертном уровне конкуренцию за доступ к нефтегазовым ресурсам Каспия и маршруты их транспортировки стали рассматривать как один из источников вооруженных конфликтов в Закавказье и в Центральной Азии¹.

В последние 15–20 лет борьба с участием региональных и внерегиональных игроков за доступ к углеводородным ресурсам Каспия и создания инфраструктуры для их транспортировки потре-

бителям стала особо интенсивной. В 1990-х гг. и в первой половине 2000-х гг. это была в основном конкуренция в нефтяном секторе, со второй половины 2000-х гг. и в начавшемся десятилетии интенсифицировалась борьба за газовые ресурсы. При этом разворачивающаяся в газовой сфере борьба имеет свои особенности и не будет полностью повторять конкуренцию за каспийскую нефть.

В этой связи необходимо четкое представление о ресурсном потенциале стран Каспийского региона. На этот счет в последнее десятилетие было много спекуляций. Сами страны региона проводят не всегда транспарентную энергетическую политику. Некоторые страны искажают данные по запасам и экспорту. Однако обобщение данных, полученных в результате работы в этом регионе мировых и российских энергетических компаний, позволяет дать реалистичные и объективные оценки запасов газа и экспортного потенциала всех стран Каспийского региона.

Кажаров Рустам Нажмуудинович – директор Департамента информации и рекламы ОАО «НК «Роснефть».
E-mail: vestnik@mgimo.ru

Азербайджан не обладает впечатляющими (по сравнению с соседями) запасами газа, показатели добычи достаточно скромные, как в абсолютных цифрах, так и с точки зрения прироста за последние годы (см. табл. 1). Тем не менее именно Баку в силу геополитического положения, а также с учетом привлечения иностранных инвестиций и наличия одного нового крупного проекта в стадии реализации является на сегодняшний день главной и основополагающей надеждой для Европы в сфере развития поставок газа из Каспийского региона в обход России.

Таблица 1
Основные показатели газовой отрасли Азербайджана (млрд. кубометров)

	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Запасы	1200	1400	1300
Добыча	5,1	5,2	17,3
Потребление	5,2	8,6	9,2*
Экспорт	0	0	6,1
Турция	н/д	н/д	4,3
Россия	н/д	н/д	0,8
Грузия	н/д	н/д	1
Импорт	0	3,8	0

* Без учета потерь и собственных нужд, включая поставки в Нахичеваньскую область через Иран. **Источник:** BP Statistical Energy Review, ГНКАР.

Но, как и во всех странах с непрозрачной экономикой, данные о запасах и производственных показателях Азербайджана значительно разнятся от источника к источнику. Согласно политическим заявлениям руководства страны и Государственной нефтегазовой компании Азербайджанской Республики (ГНКАР), запасы газа в стране составляют от 4,6 до 5 трлн кубометров, а на крупнейшем месторождении Шах-Дениз на шельфе Каспийского моря оцениваются в 1,2 трлн кубометров.

«Бритиш Петролеум», которая является одним из самых активных иностранных инвесторов в республике и имеет статус оператора двух основных проектов – «Шах-Дениз» и нефтяного «Азери-Чираг-Гюнешли», приводит менее значимые данные – 1,3 трлн кубометров². При этом компания считает, что за последние годы запасы газа снизились, так как геологоразведочные работы не позволили компенсировать добытые в стране объемы газа.

Извлекаемые запасы Шах-Дениза оцениваются в 625 млрд кубометров, из которых на сегодняшний день в разработке находится лишь небольшая часть. Более того, российская нефтяная компания ЛУКОЙЛ, которой принадлежит 10% в проекте, официально раскрывает доказанные запасы Шах-Дениза, стоящие в данный момент на балансе компании. По состоянию на 31 декабря 2010 г. зафиксирована более чем скромная цифра – 9 млрд кубометров газа. Иными словами, в целом по проекту доказанные запасы составляют 90 млрд кубометров. ВР и ГНКАР данных по запасам Шах-Дениза не раскрывают.

С информацией по добыче газа в Азербайджане ситуация также недостаточно прозрачная (см. табл. № 2). По официальным данным Комитета государственной статистики Азербайджана, в 2010 г. было добыто 27 млрд кубометров газа. По словам главы ГНКАР Ровнага Абдуллаева, к 2015 г. Баку собирается увеличить добычу до 30 млрд кубометров, а к 2020 г. довести добычу до 50–60 млрд кубометров в год.

К этим прогнозам следует относиться осторожно. Товарного газа (то есть поступившего в газотранспортную систему для снабжения внутренних и зарубежных потребителей) в прошлом году оказалось на 10 млрд кубометров меньше. Тем не менее даже такой рост позволил Баку превратиться за 5 лет из импортера газа (топливо для нужд электрогенераций закупалось у «Газпрома») в экспортера топлива. Такое превращение Азербайджана было в определенной степени неожиданным. Однако говорить о том, что азербайджанский газ является серьезным фактором формирования газового баланса Европы в долгосрочной перспективе пока не приходится.

Таблица 2
Добыча товарного газа в Азербайджане в 2010 г. по месторождениям (в млрд. кубометров)

Шах-Дениз	6,9
Попутный газ Азери-Чираг-Гюнешли	3,4
Мелкие месторождения ГНКАР	7
Итого	17,3

Источник: BP Azerbaijan, ГНКАР

Азербайджан и ЕС связывают основные надежды с последующей разработкой месторождения Шах-Дениз. В Баку говорят и о других перспективных блоках, но наличие в них серьезных и экономически привлекательных запасов не подтверждено, несмотря на то, что возможности изучали и продолжают изучать многие крупнейшие мировые энергетические компании – от ExxonMobil до Total.

Проект разработки месторождения Шах-Дениз (в переводе Шахское море) был запущен в 1996 г., когда парламент страны ратифицировал соглашение о разделе продукции с консорциумом иностранных инвесторов во главе с ВР. Британская компания получила 25,5%, столько же у норвежской Statoil. По 10% у ЛУКОЙЛа, французской Total, иранской NICO и ГНКАР, 9% – у турецкой ТРАО. После трехлетней геологоразведки стороны перешли к первой стадии освоения месторождения с пиковой добычей на уровне 8,6–9 млрд кубометров в год. Месторождение было запущено с опозданием на 2 г., поставки газа начались в 2007 г., и до сих пор добыча не вышла на проектную мощность. В 2010 г. было добыто 6,9 млрд кубометров газа. Маркетинг газа с Шах-Дениза предполагался в следующих пропорциях: 6,6 млрд кубометров на 15 лет законтрактовала турецкая Botas, 400 млн кубометров было обещано Грузии в счет транзита плюс возможность закупать до

600 млн кубометров на коммерческих условиях, остальное – на внутренний рынок. В итоге Турция свой объем полностью не выбирает.

Стороны планируют запустить вторую фазу освоения Шах-Дениза (изначально речь шла о 2012 г., теперь срок был перенесен предварительно на 2017 г.) с проектным уровнем добычи 16 млрд кубометров в год и капитальными затратами свыше 20 млрд долл. США. Впрочем, на сегодняшний день не утверждена ни техническая модель разработки, ни коммерческие условия будущих поставок.

В конце 2010 г. Азербайджан согласился продлить срок действия СРП по проекту еще на 5 лет (с 2031 до 2036 г.). Таким образом, в перспективе 10 лет возможности Азербайджана по наращиванию добычи за счет Шах-Дениза достаточно скромны – 16 млрд кубометров без учета падения производства на мелких месторождениях ГНКАР. И даже в этом случае вероятность выхода второй стадии освоения месторождения на проектную мощность к 2020 г. следует оценить как низкую. Вторая стадия сложнее технически (так как предусматривает большую глубину моря в месте добычи и гораздо более дальний горизонт залегания газа), чем первая, и более затратная. Рассчитывать на полный объем можно будет ближе к 2025 г.

Туркменистан, в отличие от Азербайджана, был одним из основных центров добычи газа со времен Советского Союза. Ввиду низкого уровня газификации и соответственно небольшого внутреннего потребления созданные в советские времена мощности по производству газа обеспечивают достаточно высокие возможности Ашхабада по экспорту сырья.

Достоверных данных о состоянии нефтегазового комплекса Туркменистана нет (основные данные по газовой отрасли Туркменистана приведены в табл. 3). Пик добычи (86 млрд кубометров газа) был пройден Туркменией в 1989 г. после выхода на проектную мощность уникального месторождения Довлетабад-Домнез на юго-востоке страны (близ границы с Ираном). По данным советской геологоразведки, геологические ресурсы составляют 1,4–1,6 трлн кубометров в год. Максимальный уровень добычи на месторождении предполагался на уровне 40–45 млрд кубометров в год. Однако в постсоветский период производство газа на Довлетабаде велось крайне неравномерно в связи с многочисленными торговыми конфликтами с покупателями туркменского газа.

К примеру, в конце 1990-х гг. из-за разногласий с «Газпромом» добыча на месторождении прекращалась вовсе (мелкие месторождения обеспечивали газоснабжение внутренних потребителей), а скважины консервировались на несколько лет. В связи с этим оценить потенциал поддержания уровня добычи на Довлетабаде проблематично. Скорее всего, грубое нарушение техсхемы разработки резервуара оказало негативный эффект на его состояние и перспективы развития. В 2007–2008 гг., когда уровень добычи в Туркменистане вырос до 66–68 млрд кубометров, месторождение

обеспечивало две трети производства и около 90% экспорта в Россию и Иран (10% поставок пришлось на сбыт в Россию попутного нефтяного газа с месторождений в западной прикаспийской части страны).

Таблица 3

Газовая отрасль Туркменистана (в млрд кубометров)

	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Запасы	2600	2900	8000*
Добыча	42,6	59,6	42,4
Потребление	12,2	16,1	22,6
Экспорт, всего	30,7	43,5	19,8
Россия	20	6	9,7
Украина	9,2	31,5	–
Иран	1,5	6	6,5
Китай	0	0	3,6

* Учтены данные международного аудита месторождения Южный Йолотен-Яшлар, выполненного консалтинговой компанией Gaffney, Cline & Associates. **Источник:** BP Statistical Energy Review, официальные данные Туркменистана.

Большая часть добываемого газа приходится на государственный концерн «Туркменгаз». Распределение лицензий, переговоры с инвесторами в нефтегазовые проекты и контроль над их деятельностью в Туркмении возложен на специально созданное Государственное агентство по управлению и использованию углеводородных ресурсов при Президенте Туркменистана во главе с Яшгельды Какаевым. Агентство имеет статус юридического лица, через него проходят платежи в казну с лицензионных участков и выручка от продаж доли государства в продукции по СРП. Более того, само агентство по Закону «Об углеводородных ресурсах» перечисляет в бюджет лишь 10% полученных средств, а остальной суммой распоряжается по своему усмотрению.

Туркменские власти регулярно заявляют о несметных запасах газа в стране – от 20 до 40 трлн кубометров. И о планах довести ежегодную добычу до 120 и более млрд кубометров, таким образом, перекрыв результаты советского периода.

В частности, туркменские власти объявили об обнаружении нового гигантского месторождения Южный Йолотен, заказав аудит небольшой британской консалтинговой компании Gaffney, Cline & Associates. Осенью 2008 г. она опубликовала оценку резервов по системе «gas in place» в размере от 4 до 12 трлн кубометров по Йолотену и от 0,8 до 1,2 трлн по прилегающему участку Яшлар. После этого ВР увеличила запасы до 8,1 трлн кубометров, приняв во внимание минимальные оценки аудитора.

Хотя эти оценки явно завышены, а система проведения аудита была непрозрачной, определенные предпосылки для роста добычи в Туркменистане есть. И связаны они, помимо Йолотена, с двумя инвестиционными проектами на Каспийском шельфе и СРП с китайской CNPC на месторождении Багтыярлык (на правом берегу Амударьи, близ границы с Узбекистаном).

В декабре 2009 г. госконцерн «Туркменгаз» заключил контракты на общую сумму свыше 9,7 млрд долл. с двумя консорциумами. Китайцы должны осуществить проектирование и строительство объектов по освоению одного из участков месторождения Южный Йолотен для добычи товарного газа объемом 10 млрд кубометров в год за 3,13 млрд долл., СП LG International Corp и Hyundai Engineering – построить там же газоперерабатывающий комплекс за 1,5 млрд долл. Арабские компании должны пробурить скважины (Gulf Oil) и ГПЗ (Petrofac) мощностью 20 млрд кубометров в год на другом участке за 1,15 и 4 млрд долл. соответственно.

Финансировать работы на первом этапе планируется, прежде всего, за счет кредитных ресурсов. Как известно, 3 млрд долл. связанного займа Туркмении выделил в 2009 г. Китайский банк развития. Еще около 1 млрд долл. планирует предоставить Исламский банк развития (соглашение было подписано в начале 2010 г.). Сроки завершения работ не озвучены. Ничего не известно также о ходе выполнения подрядов. Однако в перспективе 5 лет нельзя исключать появление у Туркменистана возможностей для экспорта дополнительных 20–30 млрд кубометров газа.

Освоение туркменского шельфа идет гораздо менее интенсивно по сравнению с Азербайджаном, Казахстаном и Россией. Связано это с тем, что Ашхабад не смог договориться о границах своей шельфовой зоны с соседями – Ираном и Азербайджаном. Более того, в отношениях с Баку есть многолетний территориальный конфликт по принадлежности ряда нефтегазовых участков в спорной зоне Каспийского моря. В то же время следует отметить, что ряд морских проектов в Туркмении все же развивается. Малайзийская компания Petronas Carigali на основе СРП, подписанного в 1996 г., работает на договорной территории «Блок-1» на Каспии, где начиная с 2006 г. компания ведет добычу нефти. К 2011 г. инвестор построил первую очередь завода по переработке попутного нефтяного газа мощностью 5 млрд кубометров в год и по мере развития добычи намерен увеличить его производительность вдвое.

Кроме завода, компания построила 53-километровый газопровод Киянлы – САЦ-3, что позволяет экспортировать газ как на север – в Казахстан и Россию, так и на юг – в Иран по трубе Корпедже – Курт-Куи. Предполагается, что шельфовый газ пойдет именно в южном направлении из-за отсутствия спроса со стороны «Газпрома». Работа по другим шельфовым блокам находится на более ранних стадиях и в обозримой перспективе не даст прироста добычи газа.

17 июля 2007 г., во время визита Президента Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедова в Китай, между Госагентством по управлению и использованию углеводородных ресурсов и компанией CNPC было подписано соглашение о разделе продукции по договорной территории Багтыярлык на правом берегу Амударьи, включающей месторождение Самандепе с 80 млрд кубометров

запасов и ряд более мелких участков. Ресурсная база оценивается в 1,3–1,7 трлн кубометров. Но скорее всего, извлекаемые объемы гораздо меньше. Планировалось, что к 2013 г. добыча на Багтыярлык вырастет до 13 млрд кубометров, что позволит на 50% загрузить газопровод «Туркменистан – Китай». Однако пока темпы разработки месторождений более скромные. К 2030 г. объемы добычи должны вырасти до 25–30 млрд кубометров. Но источники роста не указываются.

По самым оптимистичным оценкам, в ближайшие 10 лет потенциал добычи газа в Туркменистане на новых проектах можно оценить в 30–40 млрд кубометров газа. С учетом возможного падения производительности Довлетабада, страна сможет добывать максимум 70–80 млрд кубометров газа в год. При сохранении внутреннего потребления на уровне 20 млрд кубометров экспортные возможности Ашхабада будут составлять 50–60 млрд кубометров.

Узбекистан является самой газифицированной страной Каспийского региона с очень высоким уровнем потребления газа на душу населения. В 2000 г. на внутренний рынок шло почти 90% добываемого в республике газа. За счет мероприятий по увеличению добычи и ограничению потребления (повышение энергоэффективности) тенденцию удалось переломить. Экспорт за 10 лет вырос в 2,6 раза (см. табл. № 4).

Таблица 4

Газовая отрасль Узбекистана. (в млрд кубометров)

	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Запасы	1700	1900	1600
Добыча	52,1	55,7	59,1
Потребление	47,1	44	45,5
Экспорт	5	11,8	13,6
Россия	н/д	9	10,3
Казахстан	1,5	2,3	2,9
Таджикистан	н/д	0,2	0,2
Киргизия	н/д	0,3	0,2

Источник: BP Statistical Energy Review.

Наблюдающийся в последние годы рост добычи газа в Узбекистане связан, в первую очередь, с деятельностью российской нефтяной компании ЛУКОЙЛ, которая заключила с «Узбекнефтегазом» СРП по разработке участков Кандым–Хаузак–Шады, а также приобрела в республике бизнес «Союзнефтегаза». Узбекской «дочке» «ЛУКОЙЛ Оверсиз» принадлежит 49,8% в проекте СРП «Кандым – Хаузак – Шады» с доказанными запасами 170 млрд кубометров газа на конец 2010 г. С момента начала добычи в конце 2007 г. на лицензионных участках было произведено свыше 10 млрд кубометров, а в следующем г. планируется выход на 4 млрд кубометров ежегодно. Инвестиции в первую стадию разработки превысили 1,2 млрд долл. В 2008 г. ЛУКОЙЛ приобрел компанию «Союзнефтегаз Восток Лтд», которая с долей в 30% участвовала в проекте освоения ряда участков Юго-Западного Гиссара со 120 млрд кубометров

бометров газа. Проектный уровень добычи на месторождениях ЛУКОЙЛа в Узбекистане – 17 млрд кубометров газа в год – должен быть достигнут через 5 лет – к 2017 г.

Два проекта в период сближения отношений Москвы и Ташкента в 2003–2006 гг. получил также «Газпром»: реанимация старого месторождения Шахпахты и ряд перспективных участков на плато Устюрт (подписано СРП на 15 лет). С 2007 г. в рамках первого проекта добыто 1,5 млрд кубометров газа, а в результате геологоразведочных работ открыто небольшое месторождение Джел (вероятные запасы не раскрываются). Однако переговоры о получении лицензии на добычу между «Газпром» и руководством Узбекистана провалились. Экспортный потенциал Узбекистана, таким образом, может быть увеличен с 10–12 млрд кубометров до 20–25 млрд кубометров газа в год в перспективе ближайших 5–7 лет (за счет роста добычи ЛУКОЙЛа и мероприятий по развитию энергосбережения).

В Казахстане, по предварительным данным, в 2010 г. добыча газа в республике составила 37,4 млрд кубометров (см. табл. 5). Однако в основном этот газ был добыт на нефтяных месторождениях и по большей части был закачан обратно в пласт для поддержания давления в коллекторах. Объем выработки товарного газа составил всего 21,1 млрд куб. м (107,1%). Объем потребления природного газа областями республики составил 9 млрд кубометров (104,6%).

Таблица 5
Газовая отрасль Казахстана (в млрд. кубометров)

	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Запасы	1800	3000	1800
Добыча	10,4	11,6	21
Потребление	9,5	8	9
Экспорт	1	7,6	12
Импорт	0	4	3,4

Источник: Министерство нефти и газа Казахстана.

Из-за того, что основные запасы газа в Казахстане (и добыча соответственно) сосредоточены в западной части страны, национальной компании «КазМунайГаз» для газоснабжения густонаселенных восточных районов и северных областей пришлось договориться с «Газпром» о своей части объемов. Импорт российского и узбекского газа (формально поставщиком выступает «Газпром») составил в 2010 г. 3,3 млрд кубометров. При этом чистый экспорт превысил 9 млрд кубометров.

Основной прирост добычи газа за последние 5 лет обеспечил международный консорциум Karachaganak Petroleum Operating, который ведет разработку открытого в 1979 г. Карачаганакского газоконденсатного месторождения. Первоначально его освоение было начато «Оренбурггазпром» (осваивает Оренбургское месторождение, сходное с Карачаганаком по составу газа, и располагает Оренбургским газоперерабатываю-

щим заводом, мощности которого расширялись в советские времена, в том числе под развитие казахстанского участка). Однако после распада Советского Союза Казахстан отказался от сотрудничества с «Газпром» и начал поиск иностранных инвесторов для разработки Карачаганака.

В 1997 г. было подписано соглашение о разделе продукции с консорциумом во главе с BG (32,5%), ставшим оператором проекта. Такую же долю получила итальянская Eni, 20% у американской Chevron, 15% – у ЛУКОЙЛа. Начальные запасы месторождения составляют 1,35 трлн куб. м газа и 1,2 млрд тонн нефти и газового конденсата. Вместе с тем доказанные запасы газа на конец 2010 г. (согласно отчетности ЛУКОЙЛа) составляют всего 258 млрд кубометров. В общей сложности в рамках проекта в прошлом г. было добыто 15 млрд кубометров газа, что соответствует проектной мощности. Однако из этого объема 6,5 млрд кубометров было закачено обратно в пласт для повышения добычи более ликвидного конденсата. 650 млн кубометров было очищено прямо на месторождении и поставлено на внутренний рынок, остальное – продано «КазРосГазу» (совместное предприятие «Газпрома» и «КазМунайГаза») для переработки в Оренбурге и последующей продажи в портфель «Газпром экспорта».

Потенциал роста производства товарного газа в Казахстане достаточно велик, но в текущих условиях реализовать его будет не просто. В основном здесь реализуются большие дорогостоящие нефтяные проекты. Инвестиции в утилизацию попутного нефтяного газа утяжеляют их экономику. Сказывается и большая территория, и дефицит инфраструктуры. Следует также отметить, что у Казахстана наблюдается значительный рост внутреннего потребления газа. Поэтому экспорт в обозримом будущем вряд ли будет расти существенным образом. Основной резерв на сегодняшний день в этой сфере – объемы газа с Карачаганакского месторождения, закачиваемые в пласт.

Россия является основным и самым мощным игроком Каспийского региона на газовом рынке. Первое место в мире по запасам, добыче и экспорту газа, а также достаточно разветвленная инфраструктура поставок газа в Европу (см. табл. № 6). Хотя понятно, что основные добычные проекты она реализует вовсе не на Каспии.

Таблица 6
Газовая отрасль России (в млрд. кубометров)

	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Запасы	42300	47800	44800
Добыча*	528,5	580,1	588
Потребление	354	400	414
Экспорт**	194	187	199,9
Импорт	0	4	3,4

* В зоне действия ЕСГ

** Без учета поставок в режиме международного транзита среднеазиатского газа.

Источник: «Газпром», BP Statistical Energy Review.

Вместе с тем вслед за Азербайджаном и Казахстаном РФ начинает постепенно развивать собственную добычу на Каспии. Следует отметить, что на сегодняшний день основные усилия предпринимаются частной нефтегазовой компанией ЛУКОЙЛ и пока они связаны с разработкой более рентабельных нефтяных залежей. По оценкам геологической службы компании, начальные суммарные ресурсы российского сектора Каспия составляют 4,5 млрд т условного топлива. В настоящее время пробурено 11 скважин и открыто 6 крупных месторождений нефтегазовых, газовых и газоконденсатных залежей. Извлекаемые запасы по этим месторождениям, по предварительным оценкам, составляют 955 млн т нефти и 782 млрд кубометров газа.

К 2020 г. ЛУКОЙЛ планировал обеспечить в регионе ежегодный уровень добычи 17–18 млрд кубометров газа за счет разработки Хвалынского месторождения, лицензия на которое принадлежит российской компании, а также Центрального месторождения. В 2008 г. на границе России и Казахстана, в пределах российского сектора акватории Каспия, ООО «ЦентрКаспнефтегаз» (совместное предприятие ЛУКОЙЛа и «Газпрома») открыло месторождение Центральное, извлекаемые ресурсы которого оцениваются почти в 170 млн т у.т. Предполагается, что их добыча на паритетной основе будет осуществляться Россией (ЛУКОЙЛ и «Газпром») и Казахстаном.

Однако процесс развития газовых проектов на Каспии фактически был заморожен из-за неопределенности с предоставлением совместному предприятию «Газпрома» и ЛУКОЙЛа добычной лицензии на месторождение взамен истекшей лицензии на проведение геологоразведочных работ. Из-за принятия в России Закона «О континентальном шельфе» паритетное совместное предприятие государственной и частной компаний не подпадает под необходимые для шельфового недропользователя критерии (51%–я доля государства и 5–летний опыт работы на шельфе). С учетом структуры акционеров «Газпрома» (у государства лишь контрольный пакет) компания Вагита Алекперова по законодательству может рассчитывать в проекте освоения Центрального лишь на 25%. Учитывая, что, по соглашению с Казахстаном о совместном освоении ресурсов в приграничной зоне, половину в проекте должен получить «КазМунайГаз», участие ЛУКОЙЛа может снизиться гораздо значительно.

Есть на Северном Каспии и один совместный проект «Газпрома» и «КазМунайГаза». 7 сентября 2010 г. Россия и Казахстан подписали межправительственное соглашение о совместной деятельности по геологическому изучению и разведке Имашевского газоконденсатного месторождения. Месторождение расположено в 60 км к северо-востоку от Астрахани на территории РФ и в 250 км к юго-западу от Атырау в Курмангазинском районе Казахстана. Его разведанные запасы газа составляют более 100 млрд куб. м, содержание сероводорода – 15–17%.

Исламская Республика Иран является второй в мире по запасам (почти 30 трлн кубометров) газовой державой. При этом из-за режима международных санкций Тегеран долгие годы не может развивать добычу и транспортную инфраструктуру в полной мере, оставаясь последние годы нетто-импортером сырья. Только в 2010 г. объемы добычи превысили уровень потребления (см. табл. 7), что позволило экспортировать больше, чем импортируется.

Таблица 7

Газовая отрасль Ирана (в млрд. кубометров)

	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Запасы	26000	26700	29600
Добыча	60,2	103,5	138,5
Потребление	62,9	105	136,9
Экспорт	4	4,3	8,4
Импорт	6	6	7

Источник: BP Statistical Energy Review.

За 10 лет добыча выросла на 80 млрд кубометров, потребление удвоилось (+64 млрд кубометров). Основные запасы и производственные комплексы Ирана находятся на юге, в районе Персидского залива. Чтобы обеспечить северные районы страны газом, Иран закупает туркменский газ, что позволяет оптимизировать логистику и направлять сопоставимые объемы своего сырья на турецкий рынок. В Каспийском регионе у Ирана нет официальных запасов, и работ по их поиску не ведется. В том числе и поэтому Тегеран занимает самую непримиримую позицию по отношению к соседям по вопросам разграничения Каспия и урегулирования в пятистороннем формате.

Потенциал наращивания добычи газа в Иране и соответственно экспортный потенциал страны очень велик (при таких запасах уровень добычи в 300 млрд кубометров кажется вполне достижимым). Однако состояние изоляции с точки зрения выхода трубопроводного газа на европейский рынок и привлечения инвестиций в развитие добычи и производства сжиженного газа является мощнейшим сдерживающим фактором. Можно сказать, что газовый потенциал Ирана заморожен на неопределенный период времени.

С формальной точки зрения **Ирак**, конечно, не является страной Каспийского региона. Однако газ из этой страны, находящейся в фазе восстановления нефтегазовой промышленности после войн в заливе, как правило, упоминается наряду с сырьем из стран Каспия в качестве нового источника поставок газа в Европу. Звучат заявления о возможности обеспечить в краткосрочной перспективе поставки газа через Турцию в размере до 10–15 млрд кубометров в год. Запасы газа в стране сопоставимы с Казахстаном и Узбекистаном (см. табл. 8), но полноценная добыча здесь не велась даже во времена Саддама Хуссейна. В отношении газа речь идет даже не о восстановлении газового потенциала, а о его создании почти с нуля.

Таблица 8
Газовая отрасль Ирака (в млрд. кубометров)

	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Запасы	3100	3200	3200
Добыча	3,2	1,5	1,3
Потребление	3,2	1,5	1,3
Экспорт	–	–	–
Импорт	0	4	3,4

Источник: BP Statistical Energy Review.

Сейчас в повестке дня Багдада – наращивание, в первую очередь добычи нефти до довоенного уровня, что открывает возможности для утилизации попутного газа. Правительство Ирака уже несколько лет ведет переговоры о заключении контракта с Shell, который предусматривает производство до 7 млрд кубометров сухого отбензиненного газа из попутного нефтяного. Однако на сегодняшний день речь не идет об экспорте этого объема, так как Ирак, испытывающий огромные сложности с энергоснабжением, хочет использовать этот газ для производства электроэнергии для внутренних нужд.

Процесс же поиска инвесторов в разработку газовых месторождений в Ираке идет крайне тяжело. Багдад дважды выставлял на аукцион три месторождения – Аккас, Мансурия и Сива – с запасами чуть больше 300 млрд кубометров. В первый раз тендер не состоялся из-за отсутствия заявок. Со второго раза (в октябре 2010 г.) крупнейший участок Аккас в западной провинции Анбар с запасами 100–150 млрд кубометров достался консорциуму «КазМунайГаз» и корейской KOGAS. По условиям выигранного тендера госкомпании Ирака должно было принадлежать 25% актива, оставшаяся часть должна была быть разделена между КМГ и KOGAS – по 37,5%. Партнеры предложили довести пиковую добычу на месторождении до 11,33 млн кубометров в день (4 млрд кубометров в год) и согласились получать по 5,5 долл. за каждый дополнительный добытый баррель в нефтяном эквиваленте. Однако уже в мае 2011 г. казахстанская компания заявила о выходе из проекта, поскольку не удалось прийти к соглашению по условиям сотрудничества с иракскими властями.

Два других более мелких месторождения – Мансурия (127 млрд кубометров) в северо-восточной провинции Дияла и Сива (30 млрд кубометров) на юге в районе Басры – так и не нашли инвесторов в ходе тендера. Добыча именно на этих месторождениях (около 10 млрд кубометров в год на пике) должна была стать основой поставок иракского газа на экспорт, но пока проекты не являются экономически привлекательными.

В заключение можно констатировать, что в Каспийском регионе сосредоточены солидные газовые запасы. Непосредственно в Каспийском регионе наибольшим экспортным потенциалом обладает Туркменистан. Соответственно эта страна становится важным партнером для всех

игроков, которые рассчитывали на поставки туркменского газа. Традиционно крепкие позиции на туркменском рынке имела Россия. Именно инфраструктура поставок газа в направлении России (транзитом через Казахстан) остается наиболее развитой. Однако в последние годы был реализован проект строительства газопровода из Туркменистана в Китай (транзитом через Узбекистан и Казахстан), в 2010 г. по нему начались поставки (но пока в небольших объемах). Активно обсуждается проект ТАПИ, который предполагает строительство газопровода через Афганистан в Пакистан и далее – в Индию. В настоящий момент серьезные политические усилия прилагает Европейский союз для того, чтобы до конца текущего десятилетия реализовать проект поставки каспийского газа на европейский рынок.

После кризиса с поставками российского газа в Европу через Украину в январе 2006 г. в Европе резко активизировались дискуссии о необходимости снижения зависимости от поставок газа из России³. Среди набора мер для реализации этой установки присутствовала и диверсификация источников поставок. Причем в краткосрочной и среднесрочной перспективе она признавалась наиболее актуальной. В первой половине 2007 г. в ЕС председательствовала Германия, которая использовала свое председательство для придания импульса отношениям ЕС и государств Центральной Азии: была разработана и принята Стратегия ЕС в отношении Центральной Азии, в которой значительное внимание уделялось энергетическому сотрудничеству.

В настоящее время предполагается, что поставки туркменского газа могут осуществляться в Европу по инфраструктуре, которая в общем виде обычно называется «проект Набукко» (поставки через Иран в Турцию и далее в ЕС также обсуждаются, но, скорее всего, как запасной вариант). Этот проект обсуждался в разных вариантах, но сейчас он выглядит следующим образом: основная линия Нубукко соединяет Сивас (Турция) и Баумгартен (Австрия) транзитом через балканские страны. Из Сиваса через Эрзурум газопровод идет через территории Грузии и Азербайджана до терминала Сангачал, близ Баку (на этом маршруте есть действующий газопровод Баку – Тбилиси – Эрзурум мощностью 8 млрд кубометров в год, пущенный в 2006 г., по нему осуществляются поставки азербайджанского газа в Турцию). Далее должен быть проложен Транскаспийский газопровод по дну Каспийского моря, который соединит Азербайджан и Туркменистан. Участок газопровода между Турцией и Азербайджаном в базовом объеме планировался мощностью в 15 млрд кубометров в год. Но акционеры Набукко склоняются к более масштабному варианту. В феврале 2011 г. австрийская OMV и немецкая RWE закончили ТЭО, по которому этот газопровод будет иметь мощность 31 млрд кубометров. Пропускная способность Транскаспийского газопровода должна быть не менее 10 млрд кубометров.

■ Экономика

В последние годы между Туркменистаном и ЕС идет интенсивный диалог по газовым вопросам. В мае 2008 г. Туркменистан и ЕС подписали Меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве в области энергетики. В конце 2008 г. успешно прошли визиты президента Бердымухамедова в Германию и Австрию. В течение 2009 г. туркменский президент посетил и остальные страны, имеющие отношение к проекту «Набукко», – Румынию, Болгарию, Италию. В начале 2010 г. он побывал во Франции. Председатель Европейской комиссии и комиссар ЕС по энергетике регулярно встречаются с туркменскими представителями для обсуждения проекта «Набукко». В январе 2011 г. председатель Европейской комиссии Жозе Мануэль Баррозу и комиссар ЕС по энергетике Гюнтер Оттингер посетили Ашхабад, по итогам их визита делались заявления о положительных перспективах газового сотрудничества Туркменистана и ЕС. В ходе той же поездки они посетили Баку.

4 февраля состоялось заседание Европейской комиссии, на котором рассматривались вопросы «южного энергетического коридора» и специальные заявления были сделаны по подключению Туркменистана к поставкам газа в ЕС. В 2011 г. Туркменистан и ЕС вышли на обсуждение технических и коммерческих аспектов возможных

поставок газа, стороны обсуждают возможность создания Каспийской корпорации развития (Caspian Development Corporation)⁴.

И все же, несмотря на серьезную политическую поддержку этого газопровода США, практическая реализация проекта «Набукко» представляется непростой задачей. Проект имеет целый ряд технических, политических и коммерческих сложностей.

Kazharov R.N. The Resource Potential of Caspian Region for the Energy Ssecurity in Eurasia: Production and Export of Natural Gas.

Summary: The article analytically reviews all available data of the volumes of resources and export potential for all Caspian states. The data, used in the article, is the based on the wide experience of international and Russian energy corporations in the Caspian region in the resent years. The official statistical data of Caspian states is also analyzed. The article outlines policies of all Caspian states to explore and develop their gas resources. Export policies of the regional states and major export routes are also analyzed. Turkmenistan is the major exporter of gas in the region. However its export potential for deliveries to the European market is heavily dependent on Azerbaijan's transit, which may become operational only after resolution of political problems.

Ключевые слова

Экспорт газа, Россия, Азербайджан, Туркменистан, Иран, Казахстан, маршруты экспорта газа из Прикаспийского региона.

Keywords

Gas export, Russia, Azerbaijan, Turkmenistan, Iran, Kazakhstan, routes for gas export from the Caspian region.

Примечания

1. См. например: Olga Olikier, Thomas S. Szayna. Faultlines of Conflict in Central Asia and the Caucasus (Implications for the U.S. Army), RAND, 2003. Этот доклад стал открытым вариантом основных итогов проекта «Источники конфликтов на Южном Кавказе и в Центральной Азии» (Sources of Conflict in the South Caucasus and Central Asia), его целью было: «помочь аналитикам военной разведки в получении большей информации и понимания потенциально возможных вооруженных конфликтов в регионе Южного Кавказа и Центральной Азии, которые могут развиваться до уровня, требующего вооруженного вмешательства со стороны США». Пятая глава доклада называется: «Природные ресурсы и потенциал конфликта в Каспийском регионе».
2. BP Statistical Energy Review, 2011.
3. Газовый кризис начала 2006 г. вызвал неоднозначные оценки. Влияние этого кризиса на газовую политику ЕС и отношения с Россией в газовой сфере представлены, в частности, в следующих работах. Кристоф-Александр Пайар. «Газпром»: на пути к энергетическому суициду/ Международные отношения, энергетика, безопасность: попытка общего подхода. МГИМО–IFRI 2007. Москва–Париж, 2007. Жером Гийе. «Газпром» – надежный партнер. Иное видение российско-украинского и российско-белорусского энергетических кризисов/ Международные отношения, энергетика, безопасность: попытка общего подхода. МГИМО–IFRI 2007. Москва–Париж, 2007.
4. Об этом, в частности, говорилось в послании комиссара ЕС по энергетике Гюнтера Оттингера, которое было зачитано на 2-м Газовом конгрессе Туркменистана (Аваза, 25 мая 2011 г.).