

ПЕРСПЕКТИВЫ УКРЕПЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ УКРАИНЫ ПУТЕМ РАЗВИТИЯ НЕТРАДИЦИОННОЙ ГАЗОДОБЫЧИ

© 2016 КИЗИМ Н. А., САЛАШЕНКО Т. И., БОРЩ Л. М.

УДК 338.23

Кизим Н. А., Салашенко Т. И., Борщ Л. М.

Перспективы укрепления энергетической безопасности Украины путем развития нетрадиционной газодобычи

В статье представлен анализ американского опыта освоения природного сланцевого газа в США, определены причины, которые обусловили сланцевую революцию. Текущее её состояние характеризуется достижением пика добычи одновременно со смещением акцентов с добычи природного сланцевого газа на сланцевую нефть. В качестве глобальных предпосылок развития сланцевой газодобычи рассматриваются их потенциальные технически добываемые запасы, а также тенденции относительно роста запасов конвенциональных запасов природного газа и развития торговли сжиженным природным газом. Природный сланцевый газ может рассматриваться в качестве альтернативного проекта только для сжиженного природного газа, тогда как по сравнению с трубопроводным газом его добыча является неконкурентоспособной. Национальные предпосылки развития индустрии нетрадиционной газодобычи определяются исходя из текущих тенденций на газовом рынке в Украине. Основными факторами, препятствующими реализации данного направления, являются снижение газовых потребностей, а также либерализация торговли природным газом на европейской основе. Экономическая оценка целесообразности добычи природного сланцевого газа позволила спрогнозировать себестоимости добычи на устье скважины по различным глубинам и оценку инвестиционной привлекательности по разным агрегатным состояниям. Апробация представленного методического подхода была осуществлена для Днепровско-Донецкого и Карпатского сланцевых бассейнов, на основе чего сделан вывод о более высокой инвестиционной привлекательности первого, учитывая его коллекторские свойства и наличие залежей нетрадиционных углеводородов в различных агрегатных состояниях.

Ключевые слова: природный сланцевый газ, потенциальные запасы, себестоимость добычи, инвестиционная привлекательность, энергетическая безопасность.

Табл.: 5. **Библ.:** 13.

Кизим Николай Александрович – доктор экономических наук, профессор, член-корреспондент НАН Украины, директор, Научно-исследовательский центр индустриальных проблем развития НАН Украины (пл. Свободы, 5, Госпром, 7 подъезд, 8 эт., Харьков, 61022, Украина)

Салашенко Татьяна Игоревна – кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, отдел экономических проблем машиностроения, Научно-исследовательский центр индустриальных проблем развития НАН Украины (пл. Свободы, 5, Госпром, 7 подъезд, 8 эт., Харьков, 61022, Украина)

Борщ Лариса Михайловна – соискатель, Научно-исследовательский центр индустриальных проблем развития НАН Украины (пл. Свободы, 5, Госпром, 7 подъезд, 8 эт., Харьков, 61022, Украина)

УДК 338.23

UDC 338.23

Кизим М. О., Салашенко Т. И., Борщ Л. М. Перспективи зміцнення енергетичної безпеки України шляхом розвитку нетрадиційного газовидобутку

Kyzym M. O., Salashenko T. I., Borshch L. M. Prospects for Strengthening the Security of Ukraine's Energy Supply through Development of Unconventional Natural Gas Production

У статті наведено аналіз американського досвіду освоєння природного сланцевого газу в США, визначено причини, які зумовили сланцеву революцію. Поточний її стан характеризується досягненням піку видобутку одночасно зі зміщенням акцентів із видобутку природного сланцевого газу на сланцеву нафту. Як глобальні передумови розвитку сланцевої індустрії розглядаються їх потенційні технічно видобути запаси, а також тенденції щодо зростання запасів конвенціональних запасів природного газу і розвитку торгівлі зрідженим природним газом. Природний сланцевий газ може розглядатися як альтернативний проект тільки для зрідженого природного газу, тоді як порівняно з трубопровідним газом його видобуток є неконкурентоспроможним. Національні передумови розвитку індустрії нетрадиційного газовидобутку визначаються виходячи з поточних тенденцій на газовому ринку України. Основними факторами, які перешкоджають реалізації цього напрямку, є зниження національних газових потреб, а також лібералізація торгівлі природним газом на європейській основі. Економічна оцінка доцільності видобутку природного сланцевого газу дозволила прогнозувати собівартість його видобутку на гирлі свердловини за різними глибинами і здійснити оцінку інвестиційної привабливості за різними агрегатними станами. Апробацію наведеного методичного підходу було здійснено для Дніпровсько-Донецького і Карпатського сланцевих басейнів, на основі чого зроблено висновок про більш високу інвестиційну привабливість першого, з огляду на його колекторські

The article presents an analysis of the American experience in development of natural shale gas in the US, identifies the causes that led to the shale revolution. Its current state is characterized by achieving the peak production simultaneously with shift in the emphasis from natural shale gas to shale oil. The potential technically extracted gas reserves as well as trends in terms of the growth of conventional natural gas reserves and the development of trade in liquefied natural gas are regarded as global preconditions for enlargement of the shale natural gas output. Natural shale gas can be considered as an alternative project only for liquefied natural gas while, compared to pipeline gas, its production is uncompetitive. The national preconditions for development of the industry of nonconventional natural gas production are determined on the basis of the current trends in Ukraine's gas market. The main obstacles to the realization of this direction are reduction of the gas needs and liberalization of natural gas trade on the basis of European principles. Economic evaluation of the feasibility of natural shale gas production made it possible to forecast its production cost at the wellhead at different depths and estimate its investment attractiveness in different aggregate states. On the basis of the approbation of the presented methodological approach carried out for the Dnieper-Donets and Carpathian shale basins, it was concluded that the investment attractiveness of the first one is higher, given its reservoir properties and the presence of deposits of nonconventional hydrocarbons in different states of aggregation.

властивості і наявність покладів нетрадиційних вуглеводнів у різних агрегатних станах.

Ключові слова: природний сланцевий газ, потенційні запаси, собівартість видобутку, інвестиційна привабливість, енергетична безпека.

Табл.: 5. **Бібл.:** 13.

Кизим Микола Олександрович – доктор економічних наук, професор, член-кореспондент НАН України, директор, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (пл. Свободи, 5, Держпром, 7 під'їзд, 8 поверх, Харків, 61022, Україна)

Салашенко Тетяна Ігорівна – кандидат економічних наук, старший науковий співробітник, відділ економічних проблем машинобудування, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (пл. Свободи, 5, Держпром, 7 під'їзд, 8 поверх, Харків, 61022, Україна)

Борщ Лариса Михайлівна – здобувач, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (пл. Свободи, 5, Держпром, 7 під'їзд, 8 поверх, Харків, 61022, Україна)

Keywords: natural shale gas, potential reserves, production cost, investment attractiveness, security of energy supply.

Tabl.: 5. **Bibl.:** 13.

Kyzym Mykola O. – Doctor of Science (Economics), Professor, Corresponding Member of NAS of Ukraine, Director, Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (8 floor, 7 entrance, Derzhprom, 5 Svobody Square, Kharkiv, 61022, Ukraine)

Salashenko Tetiana I. – Candidate of Sciences (Economics), Senior Research Fellow, Department of Mechanical Engineering Economics, Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (8 floor, 7 entrance, Derzhprom, 5 Svobody Square, Kharkiv, 61022, Ukraine)

Borshch Larysa M. – Applicant, Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (8 floor, 7 entrance, Derzhprom, 5 Svobody Square, Kharkiv, 61022, Ukraine)

Введение. Проблема энергетической безопасности Украины в газовой сфере хорошо известна, известны и усилия, предпринимаемые на государственном уровне в этом направлении, которые позволили в последние годы значительно снизить энергетическую зависимость Украины от прямых поставок газа с РФ. Ранее для решения данной проблемы в качестве основного направления рассматривался вариант реализации национальных проектов по нетрадиционной газодобычи. Сегодня в силу политико-экономической ситуации в Украине актуальность реализации этого направления значительно снизилась. Однако какого-либо комплексного анализа, определяющего экономическую целесообразность разработки сланцевых бассейнов в Украине, выполнено не было. В связи с этим настоящая статья направлена на систематизацию основных элементов, которые могут определить перспективность данного направления для решения проблемы газовой зависимости Украины.

Анализ последних исследований и публикаций. Основой данного исследования выступают труды Администрации энергетической информации США [1; 2] в части оценки запасов и коллекторских свойств сланцевых бассейнов в США и других странах мира; Post Carbon Institute [3] в сфере анализа последних тенденций и прогнозирования сланцевой газодобычи по американским пляям; Питтсбургского университета США [4; 5] относительно оценки затрат и эффективности добычи природного сланцевого газа; Deutsche Bank [6] по оценке инвестиционной привлекательности его добычи; а также труды отечественных исследователей, в частности Кизима Н. А., Лелюка А. В. [7] по проблемам определения перспектив освоения Юзовской площадки Днепровско-Донецкого сланцевого бассейна, а также анализу ключевых тенденций на национальном газовом рынке и их значения для развития индустрии нетрадиционной газодобычи в Украине; Кауфмана А. А. [8] по направлениям систематизации американского опыта в сфере нетрадиционной газодобычи и перспектив развертывания сланцевой революции в других странах мира.

Целью данной статьи является систематизация основных детерминантов, которые определяют перспек-

тивность развития нетрадиционной газодобычи в Украине для укрепления её энергетической безопасности.

Глобальные предпосылки развития нетрадиционной газодобычи. Потребление природного газа в мире постоянно возрастает (на 40 % за последние 15 лет) вследствие легкости его использования, более низкой рыночной цены в энергетическом эквиваленте по сравнению с нефтью (в 2014 г. средняя цена импортного природного газа в Германии составила 365 долл. США / т.н.е., тогда как среднегодовая спотовая цена нефти сорта Brent на мировых биржах составляла 798 долл. США / т.н.е.) и более высокой экологической приемлемости по сравнению с углем (при сжигании угля образуются огромные пылевые выбросы, подлежащие захоронению шлаки и более высокие выбросы серы). В то же время данный вид ресурсов является наиболее дефицитным по запасам: в энергетическом эквиваленте разведанные запасы природного газа в мире составляют 39 % от запасов угля и 70 % от запасов нефти (рассчитано по данным [9]). При существующем объеме добычи их хватит только на 54 года.

Все вышеперечисленные факторы инициировали повышенный интерес мирового сообщества к успехам США в добычи нетрадиционных газов. В частности, разработка сланцевого природного газа активно набирает объемы в Канаде и Китае; широко заинтересованы в добыче нетрадиционных природных газов Австралия, Индия и Индонезия [2]. Проекты добычи данного вида нетрадиционных природных газов активно обсуждались, но не нашли одобрения в странах Евросоюза. Единственными, кто не заинтересован в добычи, являются Россия и Ближний Восток, – которые имеют достаточные запасы традиционного природного газа с низкой стоимостью добычи на устье скважины. Закономерно поставить вопрос: существуют ли глобальные предпосылки для развития сланцевой индустрии в мире?

Прежде всего необходимо определиться с запасами сланцевого природного газа в мире. По данным исследования Администрации энергетической информации (АЭИ) США, потенциальные геологические запасы данного вида углеводородов найдены в 46 странах мира и составляют

более 930 трлн куб. м, тогда как технически добываемые запасы составляют всего 214 трлн куб. м (табл. 1).

Следовательно, технически добываемые запасы природного сланцевого газа превышают доказанные запасы традиционного на 14 %. Однако данные запасы являются потенциальными, их объемы подсчитаны на основе кабинетных исследований, исходя из анализа публичной

и частной информации относительно глубины залегания, давления, температуры, пористости, термической зрелости и чистой органической толщины сланцевых коллекторов. При этом объем технически добываемых запасов определен экспертным путем на основе субъективного определения коэффициентов эффективности извлечения газа (методология оценки запасов АЭИ США [2]).

Таблица 1

Рейтинг ТОП-10 стран мира по объемам технически добываемых запасов природного сланцевого газа

Страна	Технически добываемые запасы влажного природного сланцевого газа, трлн куб. м	Доля страны в общем объеме запасов природного сланцевого газа, %	Рейтинг
Китай	31,6	14,8	1
Аргентина	22,7	10,6	2
Алжир	20	9,3	3
США	17,6	8,2	4
Канада	16,2	7,6	5
Мексика	15,4	7,2	6
Австралия	12,1	5,7	7
Южная Африка	11	5,1	8
Россия	8,1	3,8	9
Бразилия	6,9	3,2	10
Сумма ТОП-10 стран	161,6	75,5	-
ВСЕГО	214,1	100	-

Источник: сформировано на основе [1; 2]

Таким образом, можно отметить крайне низкую достоверность представленных данных, которая зависит от точности представленной информации в технической литературе отдельных стран. Указанный подход не предусматривал проведение ни полевых геологических исследований, ни, тем более, применения геофизических и геохимических методов поиска. Для более точной оценки запасов необходимо проводить расширенные геологоразведочные работы (ГРП) с использованием широкого перечня методов: от сейсморазведки до глубокого бурения поисковых скважин.

Проведение детальных ГРП в отдельных странах (таких как Польша, отдельные бассейны в Китае и пр.) обуславливают резкую переоценку запасов в сторону снижения или отсутствия экономически извлекаемых запасов [10].

Отмеченное выше позволяет сделать первый существенный вывод: проекты по добычи природного сланцевого газа являются высокорискованными, как по причине отсутствия достоверных данных по запасам в сланцевых бассейнах, так и вследствие высокой капиталоемкости используемых технологий.

В то же время нетрадиционная газодобыча в мире имеет два значимых конкурента, которые снижают актуальность вопросов её развития:

- неразведанные или неразрабатываемые запасы традиционного природного газа;
- поставки природного газа в сжиженном виде.

Доказанные запасы природного газа в 2001–2014 гг. увеличились на 22 %, а добыча – на 39 %. Несмотря на так называемую «сланцевую революцию» в США, структура

запасов природного газа показывает, что в глобальном масштабе залежи нетрадиционного газа не повлияли на географическую картину газового мира: прирост запасов природного газа в Северной Америке составил 61 % относительно их уровня в 2001 г., тогда как их доля в общемировых объемах выросла лишь на 1 %. В то же время прирост запасов в Европе и Евразии составил 39 %, на Ближнем Востоке – 35 %, а в Азиатско-Тихоокеанском регионе – 28 %. При этом были введены в эксплуатацию супергигантские месторождения традиционного природного газа в Туркменистане (месторождение Галкыныш), Иране и Катаре (месторождение Северное / Южный Парс), разрабатываются газовые месторождения, находящиеся под нефтяными полями (в т. ч. под нефтяным полем Гавар в Саудовской Аравии), увеличивается извлечение природного газа как попутного продукта на нефтегазовых месторождениях (например, в Алжире) [10]. Капиталоемкие проекты в газодобыче не являются инвестиционно привлекательными при сложившейся конъюнктуре газового рынка и при текущем уровне цен (в Индонезии добыча глубоководного традиционного природного газа, предназначенного для LNG-терминала Tangguh, резко сократилась в 2011–2014 гг. [10]).

Вышеперечисленные положения позволяют сделать второй принципиальный вывод (предположение) об отсутствии экономической целесообразности добычи капиталоемкого природного сланцевого газа.

Априори считается, что по причине капиталоемких технологий горизонтального бурения и многостадийного

гидроразрыва пласта, а также экологических мероприятий по нейтрализации негативных эффектов, цена природного сланцевого газа будет значительно выше, чем традиционного, поэтому данный вид энергоресурсов будет неконкурентоспособен по отношению к традиционному природному газу, который поставляется трубопроводами. Рассматривать конкурентоспособность его добычи необходимо по отношению к поставкам сжиженного природного газа, цена на который значительно выше. Так, если среднегодовая цена импортируемого в Европу природного газа в 2014 г. составляла 403,5 долл. США / тыс. куб. м, то среднегодовая цена сжиженного природного газа в Японии составила 723 долл. США / тыс. куб. м (по данным [9]). Таким образом, предполагается, что природный сланцевый газ может и должен рассматриваться только как альтернатива поставкам сжиженного природного газа.

Опыт освоения сланцевых месторождений углеводородов в США. Перспективы укрепления энергетической безопасности Украины путем разработки нетрадиционных видов газа невозможно рассматривать без учета американской практики развития сланцевой индустрии как единственной страны, имеющей существенный опыт в достаточном для анализа объеме.

Прежде всего необходимо отметить, что энергодефицит и его наиболее острая форма – циклически возникающий энергетический кризис являются постоянными движущими силами в обеспечении экономического развития. Поэтому методологической основой возникновения сланцевой революции можно считать теорию долгосрочных экономических циклов С. Кузнецова и теорию технологических укладов С. Ю. Глазьева [11]. Именно энергетический кризис, выражением которого является резкое повышение цен на топливо и энергию, обусловил переход к новому технологическому укладу во главе со снятием проблемных вопросов нехватки традиционных энергоресурсов.

Данный тезис отчетливо отражает факторы возникновения «сланцевой лихорадки» в США. Объективно можно выделить две основополагающие причины развития этого направления в американской энергетике: во-первых, постоянный рост потребностей в импортируемом природном газе на протяжении 2001–2007 гг. (максимальный прирост импорта природного газа имел место в 2007 г. и составил более 12 %) и, во-вторых, постоянный рост удельного веса более дорогого сжиженного природного газа в общем объеме его импорта (в 2002–2007 гг. доля импорта сжиженного природного газа выросла с 5,7 % до 16,7 %). В 2014 г. удельный вес импорта сжиженного природного газа в общем его объеме составил 2,2 %, или 0,2 % общих потребностей.

Известно, что большинство стран мира подавляющую долю природного газа импортирует магистральными газотрубопроводами. США, будучи географически изолированной от крупнейших стран-экспортеров природного газа (прежде всего это Россия и Ближний Восток), вынуждена была наращивать его импорт в сжиженном состоянии с привлечением LNG-танкеров и с использованием LNG-терминалов. Указанные обстоятельства обусловили наиболее высокую цену на природный газ в этой стране по сравнению с другими странами мира. В 2001 г. спред между американской и европейской ценами на природ-

ный газ составлял +0,10 долл. США / млн БТЕ, тогда как уже в 2005 г. – +2,91 долл. США / млн БТЕ, а в 2006 г. – -1,09 долл. США / млн БТЕ (по данным [9]). Именно период с 2006 г. можно считать развертыванием «сланцевой революции» США, когда обострение энергетического кризиса на североамериканском газовом рынке вместе с высокой рентабельностью добычи природного газа при текущем уровне спотовых цен на Henry Hub и Nimex побудили частные американские компании к поиску новых резервов удовлетворения текущих потребностей в природном газе.

С 2006 г. имеет место обратная тенденция в динамике спотовых цен на природный газ на американских и европейских газовых рынках, максимально отрицательный спред зафиксирован в 2012 г. и составил -8,17 долл. США / млн БТЕ. Этот факт явился следствием уравнивания спроса и предложения на американском газовом рынке: нарастающие объемы газодобычи не находили своего внутреннего покупателя, и в результате рентабельность добычи природного газа в США снизилась с 125 % в 2006 г. до 12 % в 2012 г. [3]. Естественно, что такое снижение рентабельности повлияло на инвестиционную привлекательность нетрадиционной газодобычи как наиболее затратного вида энергетического бизнеса в США. По указанной причине крупные американские компании стали искать доступ к зарубежным месторождениям и иные направления применения апробированных технологий. Примечательно, что в 2013–2014 гг. наблюдалась тенденция роста среднегодовых спотовых цен на американском рынке, значения которых в 2013–2014 гг. выросли на 35 % и 58 % относительно 2012 г.

На сегодняшний день фиксируется снижение добычи нетрадиционного газа практически во всех основных сланцевых бассейнах США: в бассейнах Barnett Shale и Haynesville пик добычи пройден в ноябре 2011 г., в бассейне Fayetteville – в ноябре 2013 г., в бассейне Woodford – в декабре 2013 г., в бассейне Eagle Ford – в марте 2015 г., в бассейнах Marcellus и Bakken – в июне 2015 г. Для поддержки текущих объемов добычи должно ежегодно буриться около 7,7 тыс. новых скважин, для чего необходимо инвестировать приблизительно 50 млрд долл. США ежегодно [3].

В настоящее время более высокая цена в энергетическом эквиваленте сырой нефти повлияла на смещение акцентов в американской нефтегазовой индустрии с добычи нетрадиционного газа на нетрадиционную нефть, тогда как первый теперь рассматривается лишь как попутный продукт.

Национальные предпосылки развития индустрии нетрадиционной газодобычи в Украине. Природный газ долгое время был лидером топливно-энергетического баланса Украины. Затянувшийся период «газовой паузы» и надломленный низкими тарифами энергетический менталитет обуславливали энергетическую зависимость Украины от импорта природного газа: доля импорта природного газа в первичном энергопредложении Украины в 2014 г. составила 47,2 %, хотя и снизилась по сравнению с 2007 г. на 27,6 %.

В 2010–2014 гг. потребление природного газа в Украине сократилось на 24,3 млрд куб. м и составило 37,1 млрд куб. м в 2014 г. Однако сопутствовали этому как снижение

объемов промышленного производства (индекс промышленного производства сократился на 10,2 % относительно уровня 2010 г.), так и отдельные локальные мероприятия по экономии природного газа и его замещению на другие виды энергоресурсов. Вследствие всего вышперечисленного в 2014 г. удельный вес природного газа в топливно-энергетическом балансе Украины составил 31,6 % по структуре первичного энергопредложения и 34,1 % – по структуре конечного энергопотребления.

Прежде всего, уязвимость Украины по вопросам надежного газообеспечения обусловлена недостаточностью и истощенностью её разведанного и традиционного энергopotенциала по данному виду углеводородов. По оценкам British Petroleum [9], при существующих объемах газодобычи его доказанных запасов хватит на 34 года, а при существующих объемах газопотребления на – 17 лет (в оценках 2014 г.). Доказательством стремительного исчерпания разведанного энергopotенциала Украины по традиционным углеводородам является резкое падение объемов эксплуатационного бурения по сравнению с разведочным. По сравнению с 2010 г. объемы поисково-разведывательного бурения НАК «Нафтогаз Украины» сократились на 39 %, а эксплуатационного – на 50 % [12] – из чего можно предположить, что его доказанные легкодоступные запасы постепенно исчерпываются, а новых залежей либо не найдено, либо они являются труднодоступными, а поэтому могут быть отнесены к нетрадиционным. Сложность текущей ситуации в 2014–2015 гг. обуславливает радикальное уменьшение географически доступных запасов традиционного природного газа в связи утратой физического доступа к определённым месторождениям в Причерноморско-Крымском и Днепровско-Донецком нефтегазоносных регионах.

Одновременно с этим существующая газотранспортная инфраструктура Украины предполагает монопольную зависимость Украины от импорта природного газа из РФ. В 2014 г. доля импорта из данной страны составила 73,8 %, при этом средневзвешенная цена импорта природного газа в Украине составляла 300,1 долл. США / тыс. куб. м по сравнению с 403,5 долл. США / тыс. куб. м в Европе, тогда как в 2015 г. из РФ импортировалось только 37 % природного газа при среднегодовой цене 273 долл. США / тыс. куб. м. Стремление Украины диверсифицировать внешние поставки природного газа обусловили значительное расширение географии его импорта из Европы: если в 2012 г. доля импорта из Европы составила 0,2 % (Германия), то в 2015 г. имеет место факт значительного увеличения реверса: из Германии – 19 % по 276 долл. США / тыс. куб. м, из Венгрии – 18 % по 273 долл. США / тыс. куб. м, из Норвегии – 13 % по 287 долл. США / тыс. куб. м, а из Великобритании – 2 % по 297 долл. США / тыс. долл. США (по данным [13]). Однако диверсификация внешних поставок приводит к росту его цены.

Все вышеизложенные факторы обуславливают актуальность вопросов диверсификации источников газоснабжения (как внутренних, так и внешних) в Украине.

Стремление Украины укрепить энергетическую безопасность в газовой сфере рассматриваются через призму имплементации Третьего энергопакета ЕС, увеличение доли реверсных поставок и расширение системы газовых

интерконнекторов (реэкспорт российского газа), проекты нетрадиционной сланцевой газодобычи и строительство собственного LNG-терминала. Таким образом, предполагается, что именно последние два направления можно и необходимо рассматривать как альтернативные проекты диверсификации источников газоснабжения. Однако если первые два направления предполагают либерализацию газовых отношений и установление справедливых конкурентных цен, то как нетрадиционная газодобыча, так и поставки сжиженного газа объективно обуславливают рост его удорожания.

Итак, можно констатировать, что перспективы развития нетрадиционной газодобычи в Украине являются сомнительными, а ее проекты являются крайне рискованными как с экономической, так и геополитической и экологической точек зрения. Дестимулирующие факторы развития нетрадиционной газодобычи преобладают по количеству над стимулирующими (табл. 2). Основными препятствиями в развитии нетрадиционной газодобычи Украины считаются:

- 1) снижение газовых потребностей в Украине, что уменьшает значимость природного газа для национального хозяйства;
- 2) наличие более дешевых и экологически приемлемых (по отношению к нетрадиционному газу) альтернатив диверсификации источников предложения природного газа путем его реверса из Европы.

Экономическая целесообразность добычи нетрадиционного природного газа в Украине. АЭИ США оценила технически извлекаемые ресурсы природного сланцевого газа в Украине в объеме 3,6 трлн куб. м, которые расположены на территории 2 перспективных сланцевых бассейнов: Карпатского (41 %) и Днепровско-Донецкого (59 %) [2]. Экономическая целесообразность разработки этих бассейнов может быть определена исходя из коллекторских свойств самих бассейнов, физико-химических свойств сланцевых углеводородов и текущей рыночной цены.

Однако отсутствие подтвержденных данных по результатам ГРП (сейсмических исследований и разведочного бурения) по коллекторским свойствам сланцевых бассейнов и запасам природного сланцевого газа в Украине дает возможность только для приблизительного их расчета, опираясь на экономико-математические методы и данные по экономике сланцевой газодобычи США по методу аналогии. Данный подход является методическим продолжением исследований, представленных в работах [6; 7].

Отличительными коллекторскими особенностями украинских сланцевых бассейнов от американских аналогов являются пластовое давление и пористость: так, если Днепровско-Донецкий бассейн характеризуется умеренно избыточным давлением и умеренно высокой пористостью, то в Карпатском бассейне предполагается невысокое пластовое давление и низкая пористость. Отмеченные факторы обуславливают различные значения максимально возможного выхода (EUR) из одной скважины и её первичного дебита: для Днепровско-Донецкого бассейна – 120 млн куб. м и 122 тыс. куб. м в сутки, а для Карпатского бассейна эти значения составляют 70 млн куб. м и

PEST-анализ национальных предпосылок развития добычи нетрадиционного газа в Украине

Геополитические	Экономические
(+) Сложность взаимоотношений с РФ по поводу эксплуатации системы газотрубопроводов, что обуславливает высокое влияние этой страны на газовый рынок Украины (+) Стремление Украины уменьшить монопольную зависимость от РФ от импорта природного газа (+) Ограниченность выбора страны-импортера, что обусловлено имеющейся транспортной инфраструктурой (ГТС и LNG-терминалы) (-) Постепенное сокращение энергетической зависимости от импорта природного газа (-) Проекты по расширению системы газовых интерконнекторов на границах Украина-ЕС (-) Диверсификация импорта природного газа путем заключения договоров о реверсных поставках природного газа из Европы (-) Высвобождение мощностей ГТС Украины из-за резкого сокращения транзита российского природного газа	(+) Критическое значение природного газа для стабильного функционирования национальной экономики (-) Формирование региональных спотовых рынков торговли природным газом, что препятствует установлению монопольно высоких цен (-) Финансовая нестабильность НАК «Нафтогаз Украины» ввиду его долгов перед внешними кредиторами (-) Структурная модернизация экономики Украины и уменьшение интенсивности потребления природного газа (-) Развитие частного сектора традиционной газодобычи через его мобильность в привлечении кредитных средств и право на свободное ценообразование (-) Экономическая рецессия ключевых газоемких видов экономической деятельности в Украине (-) Отсутствие собственных инвестиционных ресурсов у государства для развития газового сектора, что вынуждает Украину искать инвесторов и добывать газ по проектам совместной деятельности
Социальные	Технологические
(+) Высокое и неэластичное потребления природного газа населением (-) Чрезмерная экономическая нагрузка на население через высокие коммунальные и энергетические тарифы (-) Густонаселенность территорий бассейнов ПСГ в Украине (-) Гражданское сопротивление для добычи ПСГ путем гидроразрыва	(+) Недостаточность доказанных запасов традиционного природного газа для нужд национального хозяйства (+) Устаревшие технологии газоизвлечения и отсутствие дожима на компрессорных станциях на действующих месторождениях (+) Завершающая стадия разработки большинства действующих месторождений и недостаточность геологоразведочных работ для их пополнения (+) Крупные технически извлекаемые запасы ПСГ в Днепроовско-Донецком и Карпатского бассейнов. (-) Постепенное замещение природного газа в топливно-энергетическом балансе углем, а также электроэнергией нетопливного производства (-) Наличие крупных неразработанных залежей традиционного природного газа в акваториях Черного и Азовского морей

(+) – стимулирующее влияние фактора; (-) – дестимулирующее влияние фактора

70 тыс. куб. м в сутки соответственно (рассчитано авторами на основе эконометрических зависимостей по коллекторским свойствам для американских сланцевых бассейнов).

Принципиальным физико-химическим свойством углеводородов, которое первостепенно влияет на экономическую целесообразность их разработки, является их фазовое состояние. Если на территории Карпатского бассейна сосредоточены залежи только сухого газа (1,5 трлн куб. м), то Днепроовско-Донецкий содержит как залежи сухого (1,7 трлн куб. м), так и влажного (0,4 трлн куб. м) и ассоциированного с нефтью природного сланцевого газа (0,04 трлн куб. м).

Экономическая целесообразность добычи природного сланцевого газа в Украине была определена исходя из рыночных условий на конец 2014 г.: при спотовой цене на природный газ на европейском рынке на уровне 400 долл. США / тыс. куб. м, и на нефть марки Brent – 100 долл. США / бар.

Учитывая существующий опыт сланцевой газодобычи в США, были определены капитальные, операционные затраты и затраты на ГРП. Так, капитальные затраты, которые зависят от глубины вертикального ствола скважины и длины горизонтального ствола, спрогнозированы от 1,35 млн долл. США (глубина 1000 м) до 14,87 млн долл. США (глубина 5000 м). Операционные расходы, рассчитанные исходя из пористости украинских и американских бассейнов также по методу аналогии, составят: для Карпатского бассейна – 60,5 долл. США / тыс. куб. м, а для Днепроовско-Донецкого бассейна – 54,5 долл. США / тыс. куб. м. Затраты на ГРП приравнены к средним расходам по американским полям и составили 61,5 долл. США / тыс. куб. м.

Инвестиционная привлекательность разработки украинских сланцевых бассейнов была определена исходя из двух возможных вариантов:

- 1) экстенсивного, заключающегося в необходимости бурения большого количества скважин по причине

их малого дебита (1 скважина – 1 горизонтальный ствол – 1 многоступенчатый гидроразрыв);

- 2) интенсивного, что обеспечивает возможность разработки малого количества высокодебитных скважин путем применения таких технологий, как горизонтально-разветвленное бурение и повторный многоступенчатый гидроразрыв.

В табл. 3 представлено сравнение этих двух вариантов для сухого природного сланцевого газа. Ввиду того, что фактический срок службы скважин природного сланцевого

газа не превышает 5 лет (на конец первого года отмечается падение дебита на 65 % от первоначального, на конец 2-го года – на 45 % от остаточного, на конец 3-го и 4-го годов – еще на 30 %, на конец 5-го года – ещё на 10 % от предыдущего года), было спрогнозирована его себестоимость «на устье скважины», которая для Днепровско-Донецкого бассейна будет находиться в диапазоне от 135 до 366 долл. США / тыс. куб. м, а для Карпатского – от 166 до 562 долл. США / тыс. куб. м в зависимости от глубины залегания сланцевых коллекторов.

Таблица 3

Инвестиционная привлекательность разработки украинских сланцевых бассейнов для сухого ПСГ (газовые месторождения)

Глубина залегания, м	Капитальные инвестиции, млн долл. США	Себестоимость на устье скважины, долл. США / тыс. куб. м	Период окупаемости инвестиций, лет	Индекс доходности, долл. США / долл. США
Днепровско-Донецкий бассейн				
1000	1,35	135	0,4	11,37
2000	2,46	154	0,8	6,24
3000	4,48	188	1,5	3,43
4000	8,16	251	2,7	1,88
5000	14,87	366	4,8	1,03
Карпатский бассейн				
1000	1,35	166	0,8	6,28
2000	2,46	198	1,4	3,45
3000	4,48	257	2,6	1,9
4000	8,16	365	4,8	1,04
5000	14,87	562	8,8	0,57

На основе приведенных в табл. 3 расчетов сделан вывод, что срок окупаемости проектов по сланцевой газодобыче в Днепровско-Донецком бассейне находится в пределах фактического срока эксплуатации скважин, тогда как в Карпатском бассейне проекты глубиной ниже 4000 м имеют срок окупаемости более 5 лет и поэтому считаются экономически нецелесообразными для разработки. В то же время проведенные расчеты прогнозной себестоимости природного сланцевого газа учитывали только расходы на устье скважины и не учитывали расходы по его очистке, транспортировке и распределению. Поэтому приведенные оценки следует считать минимальными.

Наличие в Днепровско-Донецком бассейне залежей влажного и ассоциированного с нефтью природного сланцевого газа позволяет снизить себестоимость их добычи за счет распределения расходов между различными углеводородами (табл. 4). Поэтому себестоимость добычи влажного природного сланцевого газа в этом бассейне будет находиться в диапазоне 107–289 долл. США / тыс. куб. м, а ассоциированного с нефтью – 27–86 долл. США / тыс. куб. м.

В качестве методов интенсификации сланцевой газодобычи рассматриваются варианты горизонтально-разветвленного бурения (ГРБ) и повторного гидроразрыва пласта (ГРП) – оба из которых позволят увеличить объем

добычи из быстроистощаемых скважин. Так, для проектов сланцевой газодобычи с применением ГРБ (2 горизонтальных ствола) первоначальный дебит скважин определен в объеме 244 тыс. куб. м / сутки и 142 тыс. куб. м / сутки для Днепровско-Донецкого и Карпатского бассейнов соответственно (при этом капитальные затраты увеличатся на 36 % за счет бурения дополнительного горизонтального ствола). Для проектов с применением повторного ГРП продлен срок эксплуатации скважин с 5 до 10 лет с восстановлением дебита на 6-й год эксплуатации на уровне 50 % от первоначального (при это необходимо дополнительно 2,5 млн долл. США операционных затрат на проведение повторного ГРП).

Анализ инвестиционной привлекательности данных вариантов по показателю безубыточная цена представленный в табл. 5. Следовательно, с учетом двух способов интенсификации сланцевой газодобычи (ГРБ и повторного ГРП) добыча сухого природного сланцевого газа в Днепровско-Донецком бассейне составит 176 млн куб. м на одну скважину, а безубыточная цена будет находиться в диапазоне от 134 до 258 долл. США / тыс. куб. м; добыча влажного природного сланцевого газа составит 151 млн куб. м на одну скважину, тогда как безубыточная цена будет варьироваться от 114 до 230 долл. США / тыс. куб. м. Суммарный объем добычи природного сланцевого газа, ассоциирован-

Таблиця 4

Инвестиционная привлекательность разработки Днепровско-Донецкого бассейна по типам месторождений

Глубина залегаания, м	Капитальные инвестиции, млн долл. США	Себестоимость ПСГ, долл. США / тыс. куб. м	Себестоимость, долл. США / бар.	Период окупаемости инвестиций, лет	Индекс доходности, долл. США / долл. США
Газоконденсатные месторождения					
1000	1,35	107	4,8 ¹	0,4	13,8
2000	2,46	122	5,5	0,7	7,6
3000	4,48	149	6,7	1,2	4,2
4000	8,16	198	9	2,2	2,3
5000	14,87	289	13,1	4	1,3
Нефтегазовые месторождения					
1000	1,35	27	19,4 ²	0,3	18,5
2000	2,46	32	23,5	0,5	10,1
3000	4,48	40	29,2	0,9	5,6
4000	8,16	57	41,3	1,6	3
5000	14,87	86	62,4	3	1,7

¹ – себестоимость на устье скважины газоконденсата; ² – себестоимость на устье сырой нефти

Таблиця 5

Оценка безубыточной цены добычи сланцевых углеводородов с учетом методов интенсификации

Газовая фаза	Технология добычи	Глубина залегаания, м				
		1000	2000	3000	4000	5000
Карпатский бассейн						
Сухой газ	Горизонтальная скважина (1 горизонтальный ствол + 1 стадия гидроразрыва)	170	205	271	389	606
	Горизонтальная скважина (1 горизонтальный ствол + 2 стадии гидроразрыва)	180	206	253	338	493
	Горизонтально-разветвленное бурение (2 горизонтальных ствола + 1 стадия гидроразрыва)	156	180	224	305	452
	Горизонтально-разветвленное бурение (2 горизонтальных ствола + 2 стадии гидроразрыва)	170	188	220	278	383
Днепровско-Донецкий бассейн						
Сухой газ	Горизонтальная скважина (1 горизонтальный ствол + 1 стадия гидроразрыва)	137	158	196	265	391
	Горизонтальная скважина (1 горизонтальный ствол + 2 стадии гидроразрыва)	140	155	182	232	322
	Горизонтально-разветвленное бурение (2 горизонтальных ствола + 1 стадия гидроразрыва)	129	143	169	216	302
	Горизонтально-разветвленное бурение (2 горизонтальных ствола + 2 стадии гидроразрыва)	134	144	163	197	258
Влажный газ ³	Горизонтальная скважина (1 горизонтальный ствол + 1 стадия гидроразрыва)	108	125	155	209	309
	Горизонтально-разветвленное бурение (2 горизонтальных ствола + 2 стадии гидроразрыва)	114	123	141	172	230
Газ, ассоциированный с нефтью ³	Горизонтальная скважина (1 горизонтальный ствол + 1 стадия гидроразрыва)	27	33	42	61	93
	Горизонтально-разветвленное бурение (2 горизонтальных ствола + 2 стадии гидроразрыва)	25	31	42	62	99

³ – без учета затрат на добычу жидких углеводородов

ного со сланцевой нефтью, составит 48 млн куб. м на одну скважину при безубыточной цене от 25 до 99 долл. США / тыс. куб. м.

Показатели экономической целесообразности разработки Карпатского бассейна показывают более худшее значение: так, суммарная добыча сухого ПСГ составит 117 млн куб. м на одну скважину, тогда как безубыточная цена с учетом ГРБ и повторного ГРП будет находиться в диапазоне от 170 до 383 долл. США / тыс. куб. м.

Таким образом, сделан вывод об экономической целесообразности разрабатывать залежи только природного сланцевого газа, ассоциированного со сланцевой нефтью, которые находятся на небольшой по площади территории Днепровско-Донецкого бассейна. Однако запасы данного вида нетрадиционных углеводородов незначительны и составляют по оценкам АЭИ США 40 млрд куб. м, что при текущем уровне газопотребления (37,2 млрд куб. м в 2014 г.) не может оказать существенного влияния на замещение импортных поставок природного газа.

Выводы. Представленный анализ позволяет авторам определить влияние нетрадиционной газодобычи на энергетическую безопасность Украины. Проведенные авторские исследования показывают, что при применении в Украине тиражируемых в мировой практике технологий освоения месторождений природного сланцевого газа нелогично. Развитие данного направления с целью обеспечения энергонезависимости и укрепления энергобезопасности Украины нецелесообразно по следующим причинам:

- высокой себестоимости добычи природного сланцевого газа, которая значительно превышает цену импортного природного газа, что обусловлено как большими капитальными затратами при применении технологии горизонтального бурения / горизонтально-разветвленного бурения скважин, так и малым дебитом и, соответственно, коротким сроком эксплуатации этих скважин на украинских месторождениях, в том числе и при применении технологий повторного многостадийного гидроразрыва пласта;
- проблемами экологического характера, которые связаны с загрязнением как поверхностных, так и подземных вод, что особенно актуально в условиях густонаселенной местности;
- несоответствием применяемой технологии сланцевой газодобычи действующему законодательству Украины по защите водных ресурсов.

Так как экономически развитие этого направления нецелесообразно, то возможные решения о его добычи будут иметь политический характер. При этом в случае принятия политического решения о его целесообразности для повышения энергонезависимости и энергобезопасности Украины целесообразно учитывать нижеследующее:

- из разведанных в Украине месторождений природного сланцевого газа Карпатского и Днепровско-Донецкого бассейнов освоение последнего является более инвестиционно привлекательным в связи с наличием на его территории залежей ассоциированного с нефтью, а также значительно большего расчетного дебита скважин, лучшей

проницаемости газоносных пластов, – что позволяет снизить себестоимость его добычи;

- при этом экологическая составляющая проблемы добычи природного сланцевого газа становится ещё более актуальной по причинам как густонаселенности рассматриваемого региона, так и существующего дефицита в нем пресной воды для различных нужд;
- принятие специальных экологических мер приведет к ещё большему обострению проблемы из-за проникновения в поверхностные горизонты высокоминерализованных пластовых вод, а также сильно загрязненных технологических стоков, образующихся при проведении операций гидроразрыва.

Применительно к рассматриваемому случаю экологическая составляющая проблемы добычи природного сланцевого газа может быть решена путем реализации «перехватов» загрязненных подземных вод и их переработки совместно с образующимися при ГРП загрязненными поверхностными водами с получением сухих товарных минеральных солей и опресненной воды до «товарного» качества. При применении этой технологии сбросные пластовые воды, которые обычно содержат ценные микроэлементы, рассматриваются как гидроминеральное сырьё, что обуславливает дальнейшее снижение себестоимости на устье скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2013 // US Energy Information Administration [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/uscrudeoil.pdf>
2. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources // US Energy Information Administration [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf
3. Hughes J. D. Drilling Deeper. A Reality Check on U.S. Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom / Post Carbon Institute [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2014/10/Drilling-Deeper_FULL.pdf
4. Hefley W. E. The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well // Pitt Business Working Papers. – 2011 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.business.pitt.edu/faculty/papers/PittMarcellusShaleEconomics2011.pdf>
5. Seydor Sh. M. Understanding the Marcellus Shale Supply Chain // Pitt Business Working Papers. – 2012 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.catalystconnection.org/admin/uploads/pitt_understanding_the_marcellus_shale_supply_chain_may_2012.pdf
6. From Shale to Shining Shale. A Primer on North American Natural Gas Shale Plays // Deutsche Bank [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.renewwisconsin.org/pdf/shaletoshiningshale.pdf>
7. Кизим М. О. Нетрадиційний природний газ у світі та Україні: запаси та перспективи видобутку : монографія / М. О. Кизим, О. В. Лелюк. – Х. : ВД «ІНЖЕК», 2012. – 156 с.
8. Кауфман Л. Л. Добыча сланцевого газа (обзор зарубежного опыта) : монография / Л. Л. Кауфман, Н. И. Кульдыряев,

Б. А. Лысиков ; [под общ. ред. Л. Л. Кауфмана]. – Донецк : Государственное издательство Донбасса, 2011. – 263 с.

9. BP Statistical Review of World Energy 2015 // British Petroleum [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>

10. International Energy Data and Analysis // US Energy Information Administration [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=DZA>

11. Глазьев С. Ю. Мировой экономический кризис как процесс смены технологических укладов / С. Ю. Глазьев // Вопросы экономики. – 2009. – № 3. – С. 26–38.

12. НАК «Нафтогаз України» : офіційний сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.naftogaz.com>

13. Експорт-імпорт окремих видів товарів за країнами світу (щомісячна інформація) // Державна служба статистики України [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.ukrstat.gov.ua/>

REFERENCES

“U. S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2013”. US Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/natural-gas/crudeoilreserves/pdf/uscrudeoil.pdf>

“Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources”. US Energy Information Administration. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf

Hughes, J. D. “Drilling Deeper. A Reality Check on U. S. Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom”. http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2014/10/Drilling-Deeper_FULL.pdf

Hefley, W. E. “The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well”. Pitt Business Working Papers. <http://www.business.pitt.edu/faculty/papers/PittMarcellusShaleEconomics2011.pdf>

business.pitt.edu/faculty/papers/PittMarcellusShaleEconomics2011.pdf

Seydor, Sh. M. “Understanding the Marcellus Shale Supply Chain”. Pitt Business Working Papers. http://www.catalystconnection.org/admin/uploads/pitt_understanding_the_marcellus_shale_supply_chain_may_2012.pdf

“From Shale to Shining Shale. A Primer on North American natural Gas Shale Plays”. Deutsche Bank. <http://www.renewwisconsin.org/pdf/shaletoshiningshale.pdf>

Kyzym, M. O., and Leliuk, O. V. <i>Netradytsiyni pryrodnyi haz u sviti ta Ukraini: zapasy ta perspektyvy vydobutku</i> [Unconventional natural gas in the world and Ukraine: reserves and production Outlook]. Kharkiv: INZhEK, 2012.

Kaufman, L.L., Kulydyrkayev, N.I., and Lysikov, B.A. <i>Dobycha slantsevogo gaza (obzor zarubezhnogo opyta)</i> [Shale gas (review of foreign experience)]. Donetsk: Gosudarstvennoye izdatelstvo Donbassa, 2011.

“BP Statistical Review of World Energy 2015”. British Petroleum. <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>

“International Energy Data and Analysis”. US Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=DZA>

Glazev, S. Yu. “Mirovoy ekonomicheskiy krizis kak protsess smeny tekhnologicheskikh ukладov” [The global economic crisis as a process of substitution of technological modes]. <i>Voprosy ekonomiki</i>, no. 3 (2009): 26-38.

НАК «Нафтогаз України» : офіційний сайт. <http://www.naftogaz.com>

“Експорт-імпорт окремих видів товарів за країнами світу (щомісячна інформація)” [Export and import of certain goods by country (monthly information)]. Derzhavna sluzhba statystyky Ukrainy. <http://www.ukrstat.gov.ua/>