

# Нетрадиционные энергоресурсы за рубежом и энергетическая безопасность России: какая связь?

**В.И. РАБЧУК**, кандидат технических наук,  
**С.М. СЕНДЕРОВ**, доктор технических наук, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск. E-mail: s\_senderov@mail.ru

Статья посвящена проблеме анализа влияния потенциального уровня производства в мире сланцевого газа и сланцевой нефти на Россию. Показано, что такие последствия могут в перспективе до 2030 г. негативно сказаться на уровне энергетической безопасности России. Так, снижение доходов бюджета от экспорта российского природного газа осложнит выход на новые газовые месторождения. Приведены основные направления мер по смягчению возможных последствий.

*Ключевые слова:* сланцевый газ, цена нефти и газа, газовый рынок, энергетическая безопасность

За последние годы в нашей стране и за рубежом все шире используются так называемые нетрадиционные источники энергоресурсов. Безусловно, в целом это способствует развитию человечества и повышению уровня энергетической безопасности. Но значительные изменения структуры мировых энергетических рынков, уменьшение потребления традиционных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и относительное снижение цен, в особенности нефти и газа, окажут негативное влияние как на экономику России, так и на возможности обеспечения ее энергетической безопасности.

## **Нетрадиционные ТЭР и баланс нефти, газа и угля в зоне энергетических интересов России**

Анализ экспертных материалов показывает, что в обозримой перспективе развитие солнечной, ветровой и биоэнергетики в промышленно развитых регионах мира, прежде всего в Европе, будет носить преимущественно опытно-промышленный или начально-коммерческий характер, они



будут конкурентоспособны только при поддержке государства и бизнеса и вряд ли составят конкуренцию российским ТЭР. Выход природного газа, получаемого из газогидратов, на конкурентный рынок возможен, скорее всего, после 2030 г. Водородная энергетика, прежде всего моторное топливо, полученное на ее основе, также начнет серьезно конкурировать с нефтью не ранее 2025–2030 гг.

Значительное влияние на мировые энергетические рынки уже сейчас оказывает сланцевый газ. Так, если в 2010 г. его доля в общей добыче газа в США составляла 22%, то в 2011 г. – уже 33%, а в 2012 г. – 37%. При этом доля США в мировой добыче этого ресурса уже ряд лет составляет порядка 20%.

Сланцевый газ в США используется для производства электрической и тепловой энергии в основном в районах его добычи, высвобождая тем самым соответствующие объемы сетевого природного газа, а в некоторых случаях – энергетического угля. Это в значительной степени снижает объемы импорта в США сжиженного природного газа.

При сопоставлении различных оценок по перспективам производства и потребления нефти, природного газа (в том числе сланцевого) и угля (в частности, по данным BP Energy Outlook 2030, January 2013) можно получить картину баланса этих ТЭР по основным регионам мира в зоне энергетических интересов России (табл. 1).

Из данных таблицы видно, что до 2025 г. может сохраниться, хотя и с уменьшающейся динамикой, потенциальный спрос на импорт нефти в Северной Америке. В Европе и Евразии (без стран СНГ) спрос на импортируемую нефть также может упасть (хотя на всю рассматриваемую перспективу будет присутствовать), спрос на природный газ с некоторыми колебаниями также может незначительно понижаться. В Азиатско-Тихоокеанском регионе можно ожидать роста спроса на импорт нефти, природного газа и угля. Ориентировочно с 2017–2018 гг. избыточные объемы газа из Северной Америки могут быть направлены на экспорт, в том числе в Европу, что будет способствовать снижению цен на газ на европейском газовом рынке.

**Таблица 1. Баланс производства и потребления основных видов первичных ТЭР по регионам мира в зоне энергетических интересов России в 2015–2030 гг., млн т н. э.**

ТЭР	2015	2020	2025	2030
<i>Северная Америка</i>				
Нефть	-170	-70	-20	10
Природный газ	-20	30	70	70
Уголь	30	50	50	70
<i>Европа и Евразия (без СНГ)</i>				
Нефть	-50	-40	-40	-10
Природный газ	-80	-100	-80	-60
Уголь	-20	-20	-10	20
<i>Страны АТР</i>				
Нефть	-1030	-1200	-1390	-1540
Природный газ	-170	-190	-240	-290
Уголь	70	-20	-90	-80

**Примечание.** Знак «минус» свидетельствует о недостатке производства соответствующего ресурса в данном регионе.

### **Возможный уровень цен на нефть и газ в Европе до 2030 г.**

Рассмотрим ситуацию с ценами на нефть и газ на европейских энергетических рынках за последние 20 лет (табл. 2).

Судя по данным таблицы, с 1993 г. до конца 2012 г. цены на углеводороды росли. Причем, если до 2000 г. темпы роста были незначительными, то с 2005 по 2012 гг. – достаточно высокими. Особенно сильно росли цены на нефть с 2010 по 2012 гг., процесс этот имел явно спекулятивный характер. На спекулятивность нефтяных цен указывает и слишком большая разница в ценах на нефть и газ.

Анализ возможного изменения динамики мировых цен на углеводороды до 2030 г. проведем для двух временных этапов: с 2013 по 2020 гг. и с 2021 по 2030 гг. Этот анализ будет касаться средних цен на нефть и газ в европейских странах, именно эти цены и будут интересовать нас в последующем в плане оценки возможностей экспорта российских углеводородов.

**Первый этап – с 2013 по 2020 гг.** При прогнозировании нужно исходить из наличия и сущности факторов, определяющих

**Таблица 2. Средние цены на нефть и газ на рынках европейских стран за каждые четыре года в период с 1993 по 2012 гг.\*, долл./т у. т.**

Годы	Нефть	Газ	Соотношение цен нефть/газ
1993–1996	96	79	1,22
1997–2000	106	78	1,36
2001–2004	158	129	1,22
2005–2008	370	253	1,46
2009–2012,	470	294	1,60
В том числе			
2009	320	249	1,29
2010	460	237	1,94
2011	545	339	1,61
2012	555	349	1,59

\* В расчетах принято: 1 баррель = 159 л; средняя плотность нефти: 0,9 т/м<sup>3</sup>; 1 т нефти = 1,4 т у. т.; 1 тыс. м<sup>3</sup> газа = 1,15 т у. т.

снижение либо повышение цен на углеводороды, а также среднегодовых фактических цен в европейских странах на нефть и газ в предстоящий период (в расчетах использован восьмилетний период ретроспективы – с 2005 по 2012 гг., по аналогии с восьмилетним перспективным этапом – с 2013 по 2020 гг.).

Факторы, определяющие снижение цен на углеводороды в период с 2013 по 2020 гг., таковы:

- наращивание годовых объемов добычи сланцевого газа в США с выходом на потолок такой добычи через 15–20 лет и последующим снижением добычи; в 2011 г. этот объем превысил 210 млрд м<sup>3</sup>;
- наращивание возможностей по добыче в США сланцевой нефти. Объем добычи нефти в США в 2012 г. увеличился на 13% по сравнению с 2011 г. (до 6,4 млн барр. в сутки), в том числе за счет роста добычи сланцевой нефти. В декабре 2012 г. США объявили о намерении увеличить к концу 2013 г. суточную добычу еще на 700 тыс. барр. в день, хотя еще в октябре 2012 г. их же прогноз был на уровне 200 тыс. барр.;
- наличие договоренности между США и Саудовской Аравией резко нарастить возможности по добыче нефти на своих территориях в ближайшие 2–3 года;
- увеличение объемов экспорта угля из США в европейские страны и некоторый рост добычи угля в самих этих странах. В 2011 г. этот экспорт увеличился на 15%, а добыча угля в европейских

странах – на 6%; за 2012 г. указанные показатели только росли; увеличение доли угля в балансе ТЭР европейских стран привело к снижению доли газа;

- переориентация потоков ранее импортируемого США сжиженного природного газа (СПГ) в европейские страны;
- рассмотрение в Конгрессе США законопроекта, снимающего ограничения на экспорт американского СПГ в европейские страны;
- официальное разрешение Европарламента на добычу сланцевого газа в европейских странах (ноябрь 2012 г.).

Повышению цен на углеводороды в период с 2013 по 2020 гг. способствовали следующие факторы:

- продолжающийся заметный рост потребления нефтепродуктов в развивающихся странах, в том числе в Китае, Индии, Бразилии;
- ухудшение качества запасов углеводородов (вынужденный переход к добыче все более дорогостоящих в разработке запасов);
- нарастающая напряженность отношений между странами Ближнего Востока и развитыми странами.

Если сопоставить эти две группы факторов, можно достаточно уверенно предположить, что средняя цена на нефть в европейских странах за период с 2013 по 2020 гг. будет ниже, чем в 2005–2012 гг. (420 долл./т у. т.) (см. табл. 2).

Как уже упоминалось выше, цена нефти часто бывает спекулятивной, а иногда (как правило, короткое время) нефть продается ниже ее средней себестоимости. Ретроспективный анализ показывает, что в целом по миру дефицит предложения по отношению к спросу на нефть в размере 20–25% вызывал 4–5-кратное увеличение ее цены. И наоборот – превышение предложения над спросом на те же 20–25% вызывало 3–4-кратное снижение цены нефти. С учетом факторов, работающих на снижение цены нефти, за пределами 2014–2015 гг. такое достаточно резкое падение цены на нефть вполне вероятно (правда, действуют и факторы, поддерживающие относительно высокие цены).

Исходя из анализа интенсивности действия представленных выше факторов можно полагать, что средняя цена нефти на рынках европейских стран с 2013 по 2020 гг. ориентировочно будет в диапазоне 350–370 долл./т у. т., или 70–75 долл./барр.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Здесь и ниже по тексту все предполагаемые показатели цен на углеводороды даются по курсу доллара США в 2012 г.

Цена газа в 2013–2020 гг., как и раньше, будет зависеть от цены нефти, но между ними сохранится заметное отличие. Степень разрыва цен, очевидно, не будет такой большой, как в 2010–2012 гг. (в 1,69 раза). Можно предположить, что это различие составит 1,5, т.е. чуть меньше, чем в среднем за период с 2005 по 2012 гг. (в 1,53 раза – по данным табл. 1). Разница меньше, чем в 1,5 раза, вряд ли будет иметь место, хотя бы из-за бума со сланцевым газом, действующего на снижение цены газа по отношению к нефти. Следовательно, при предполагаемой цене нефти в 350–370 долл./т у. т. средняя цена газа на рынках европейских стран с 2013 по 2020 гг. может составить 230–250 долл./т у. т., или 270–290 долл./тыс. м<sup>3</sup>.

**Второй этап – с 2021 по 2030 гг.** Средние рыночные цены на нефть в мире в этот период, как всегда, будут определяться действием разнонаправленных факторов. Факторы, способствующие снижению цен (в добавление к перечисленным в начале раздела):

- появление и быстрое развитие новых, все более эффективных технологий извлечения труднодоступных запасов нефти;
- рост доли личного и общественного транспорта, работающего на альтернативных (светлым нефтепродуктам) энергоресурсах (электроэнергия, сжатый метан, сжиженные газы);
- рост доли нетрадиционных ТЭР и некоторое увеличение доли угля в общем балансе энергоресурсов, например, для европейских стран.

Увеличение цен на нефть может проходить из-за воздействия таких факторов, как:

- заметный рост потребностей в нефтепродуктах в Китае, Индии и в большинстве развивающихся стран;
- снижение доли добываемой легкодоступной нефти;
- усугубление исламского фактора в нефтедобывающих странах.

Можно предполагать, что, несмотря на «сланцевую революцию», факторы, способствующие увеличению цен на эти ресурсы, с 2021 по 2030 гг. будут несколько превалировать над факторами снижения цен. Прирост средней цены на нефть в европейских странах в рассматриваемый период по сравнению со средней ценой в 2013–2020 гг. (70–75 долл./барр.) не должен быть более 10–15 долл./барр. Тогда сама средняя цена нефти в период с 2021 по 2030 гг. составит 85–90 долл./барр., или 420–450 долл./т у. т.

Разница в ценах на нефть и газ в европейских странах должна быть несколько меньше, чем в 2013–2020 гг. (в 1,5 раза). Прежде всего, это обосновывается ожидаемым ростом установленных мощностей ПГУ-электростанций (использующих только природный газ) и расширением сферы применения газового топлива вместо нефтепродуктов на транспорте. Можно предположить, что средняя цена газа в европейских странах с 2021 по 2030 гг. будет ниже цены нефти в 1,4 раза – 330–320 долл./т у. т., или 340–370 долл./тыс. м<sup>3</sup>.

Характер изменения рыночных цен на нефть и газ в европейских странах начиная с 2005 г. и возможные перспективные цены для двух этапов сведены в таблице 3.

**Таблица 3. Фактическая и прогнозная динамика средних цен на углеводороды на европейских рынках ТЭР в 2005–2030 гг.**

Годы	Средняя цена нефти			Средняя цена газа		Соотношение цен нефть/газ
	долл./барр.	долл./т	долл./т у. т.	долл./тыс. м <sup>3</sup>	долл./т у. т.	
2005–2008 (факт)	74	520	370	290	253	1,46
2009–2012 (факт)	94	660	470	340	294	1,60
В том числе:						
2010	92	644	460	272	237	1,94
2011	109	763	545	390	339	1,61
2012	111	777	555	401	349	1,59
2013–2020 (прогноз)	70–75	490–520	350–370	260–280	230–250	1,5
2021–2030 (прогноз)	85–90	590–630	420–450	340–370	300–320	1,4

### **Возможная себестоимость российского газа и связанные с этим проблемы**

Указанные в табл. 3 диапазоны прогнозных цен на газ характеризуют и те цены, по которым будет продаваться российский газ на рынках европейских стран в указанный период (напомним, что в 2012 г. эта цена была на уровне 400 долл./тыс. м<sup>3</sup>). Некоторое предполагаемое снижение средней рыночной цены нефти в этих странах в 2013–2020 гг. по

сравнению с 2005–2012 гг. отрицательно скажется на доходах России от экспорта нефти. Кроме того, ожидать роста годовых объемов добычи нефти в России в период до 2020 г. достаточно сложно: к 2030 г. этот показатель может даже уменьшиться. Судя по данным таблицы, доходы государства от экспорта нефти с 2021 по 2030 гг. тоже будут меньше, чем сейчас (из-за ожидаемой меньшей цены и отсутствия перспектив для резкого роста объемов добычи нефти).

За пределами 2014–2015 гг. приходится ожидать снижения доходов и от экспорта российского газа в европейские страны за счет предполагаемого довольно резкого падения экспортной цены газа (по сравнению с 2010–2012 гг.) и некоторого уменьшения объемов экспорта.

При ожидаемом снижении рыночных цен на газ в европейских странах могут заметно возрасти трудности с освоением запасов в новых районах его добычи в России (п-ов Ямал, п-ов Гыданский, шельф Баренцева и Карского морей). Результатом станут трудности с обеспечением энергетической безопасности нашего государства, связанные с двумя основными причинами.

1. Уменьшение инвестиционных возможностей газовой отрасли и экономики страны по реализации крупномасштабных, очень дорогих проектов (запасы газа располагаются в зонах с тяжелыми природно-климатическими условиями и удалены от существующей газотранспортной сети) в связи с предполагаемым снижением доходов государства и компаний от продажи российских углеводородов на внешних рынках.

2. Усложнение освоения запасов в новых районах газодобычи. Эта причина, не менее, а, возможно, и более серьезная, чем недостаток инвестиций, связана с возрастающим экономическим риском освоения новых районов газодобычи в период до 2030 г. Дело в том, что фактическая себестоимость газа из месторождений в новых районах в европейских странах может оказаться примерно равной или даже выше ожидаемой рыночной цены в этих же странах. В такой ситуации (по крайней мере, с позиций экспорта российского газа) смысл освоения указанных запасов теряется (табл. 4). Правда, пока такой анализ сделан до 2030 г. (что будет дальше – сказать трудно).

**Таблица 4. Себестоимость\* газа основных месторождений новых районов газодобычи (у границ с Германией), долл./тыс. м<sup>3</sup>**

Газовое месторождение	Составляющие себестоимости			Себестоимость
	освоение	добыча и подготовка	транспорт	
Бованенковское (п-ов Ямал)	14–17	33–38	58–65	105–120
Харасавэйское (п-ов Ямал)	14–17	33–38	60–67	107–122
Ленинградское (шельф Карского моря)	21–24	50–55	75–82	146–161
Русановское (шельф Карского моря)	21–24	50–55	80–86	151–165
Месторождения Гыданского п-ова (в целом)	17–20	35–40	78–82	130–142

\*Без таможенных сборов и без продажной накрутки.

Себестоимость газа конкретного месторождения можно трактовать как отношение суммарных затрат на подготовку и освоение месторождения и эксплуатационных затрат, связанных с добычей и транспортом газа за все время эксплуатации данного месторождения к суммарной его добыче за то же самое время. Таким образом, в суммарные включаются затраты, касающиеся создания и эксплуатации производственной и социальной инфраструктуры, необходимой для освоения данного месторождения, а в последующем – его функционирования, систем добычи и подготовки газа к дальнему транспорту, систем дальнего транспорта газа от данного месторождения до границы с Германией (по наиболее вероятному маршруту).

Значения себестоимости газа (см. табл. 4) получены с использованием значений удельных капитальных и эксплуатационных затрат, имевших место на конец 2010 г. Уверенно можно считать, что удельные затраты будут расти, а следовательно, себестоимость газа новых районов увеличится. По разным данным, с 2000 по 2010 гг. упоминаемые удельные затраты выросли чуть более чем в два раза (средний прирост – примерно 7,5% в год). Допустим, что темпы роста этих затрат в период до 2030 г. составят порядка 5% в год. В этом случае показатели себестоимости газа для различных месторождений, представленных в таблице 4, к 2020 г. возрастут примерно в 1,6 раза, и себестоимость газа составит (долл./тыс. м<sup>3</sup>):

- с п-ова Ямал у границ с Германией к 2020 г. – 170–190;
- с шельфа Карского моря – 240–260;
- с месторождений Гыданского п-ова – 210–230.

К 2030 г. (при допущении роста удельных затрат на 5% в год) указанные выше показатели себестоимости у границ с Германией будут таковы (долл./тыс. м<sup>3</sup>):

- для ямальского газа – 270–310;
- для газа с шельфа Карского моря – 390–420;
- для газа Гыданского п-ова – 340–370.

Для оценки эффективности освоения новых районов газодобычи России сопоставим значения ожидаемых рыночных цен на природный газ в европейских странах в период до 2030 г. с предполагаемыми уровнями себестоимости газа этих новых районов газодобычи в тех же странах (табл. 5).

**Таблица 5. Ожидаемые рыночные цены на газ в европейских странах и себестоимость российского газа из новых районов газодобычи в этих же странах**

Средняя рыночная цена на газ в европейских странах		Средняя себестоимость российского газа (у границ с Германией)		
Период времени	Долл./ тыс. м <sup>3</sup>	Период времени	Район добычи	Долл./ тыс. м <sup>3</sup>
За 2005–2012 гг. (факт)	253	Себестоимость, если бы газ добывался в 2010 г.	П-ов Ямал	120
			Шельф Карского моря	160
Гыданский п-ов	140			
За 2010–2012 гг. (факт)	355	Ожидаемая к 2020 г.	П-ов Ямал	170–190
Ожидаемая за 2013–2020 гг.	260–280		Шельф Карского моря	240–260
			Гыданский п-ов	210–230
Ожидаемая за 2021–2030 гг.	340–370	Ожидаемая к 2030 г.	П-ов Ямал	270–310
			Шельф Карского моря	390–420
			Гыданский п-ов	340–370

Если считать, что интенсивное освоение запасов газа на Ямале произойдет с 2015 до 2025 гг., то фактически и ожидаемая себестоимость этого газа (у границ с Германией)

и значение ожидаемой рыночной цены газа в европейских странах будут находиться в одном диапазоне возможных значений, т.е. риск освоения этих запасов (с позиций экспорта газа) будет довольно велик.

Очевидно, что освоение запасов газа на шельфе Карского моря и Гыданского п-ова уходит за пределы 2025 г., а потому себестоимость и ожидаемую рыночную цену природного газа в европейских странах логично сравнивать только для периода времени с 2021 по 2030 гг. Результаты очевидны: если не произойдет резкого увеличения ожидаемой рыночной цены по сравнению с той, что показана в таблице 5 для указанного периода (350 долл./тыс. м<sup>3</sup>), то с позиций экспорта российского газа **освоение запасов газа на шельфе Карского моря и на Гыданском п-ове, по крайней мере, до 2030 г., явно нецелесообразно** (напомним, что в таблице не учитываются обязательные таможенные сборы и торговая накрутка).

Однако все выглядит гораздо сложнее, если на это освоение смотреть с позиций обеспечения энергетической безопасности России, т.е. необходимости бесперебойного, бездефицитного снабжения внутренних потребностей всеми необходимыми энергоресурсами.

Сегодня и в перспективе до 2030 г. газ – основа системы топливоэнергоснабжения потребителей страны. В настоящее время около 50% всей электроэнергии в России вырабатывается на тепловых газовых электростанциях. В приходной части баланса котельно-печного топлива нашего государства на газ приходится примерно 70%, в европейской части России и на Урале – 80–90%, а в отдельных субъектах РФ – до 95–100%.

В ближайшие 5–6 лет особых трудностей с топливоэнергоснабжением потребителей внутри страны быть не должно. **Проблемы могут появиться ближе к 2020 г., когда возможности по относительно недорогим способам компенсации уровней снижения добычи газа в ныне действующих районах и, главное, на основных месторождениях газа Надым-Пур-Тазовского района будут исчерпаны. Нужен выход в новые районы газодобычи, но уже с позиций требований энергетической безопасности государства.**

Конечно, по мере увеличения доли газа этих новых районов в общем балансе потребления газового топлива внутри страны средняя внутренняя цена газа в России будет расти. Причем этот рост будет только усиливать стремление газовой отрасли к равнодоходности газа, продаваемого на внутреннем и внешних рынках. И опять будут возникать вопросы о большом экономическом риске освоения запасов газа на п-овах Ямал, Гыданском и шельфе северных морей и о том, где взять инвестиции для этого.

### **Как смягчить ситуацию?**

Среди основных путей преодоления данной угрозы для энергетической безопасности России – меры производственно-технического характера, касающиеся инновационной и инвестиционной деятельности в отраслях ТЭК с целью увеличения производственных возможностей энергетических отраслей, а также интенсификация технологического и организационного энергосбережения для ослабления напряженности энергетического баланса. Для большей сбалансированности структуры приходной части российского топливно-энергетического баланса необходимо обеспечить ускоренное развитие угольной, атомной энергетики, возобновляемых источников. Это позволит в какой-то степени уменьшить последствия реализации описанной в данной статье угрозы.

Радикально же избежать или хотя бы минимизировать эти негативные последствия, пожалуй, поможет только незамедлительное принятие следующих мер глобального характера:

- в период высоких экспортных цен на российский газ и значительных объемов его экспорта (ориентировочно до 2017 г.) – срочное перенаправление значительной доли доходов на финансирование проектов по выходу на новые газовые месторождения западно-арктической зоны (п-ов Ямал, п-ов Гыданский, шельф Карского моря);
- сокращение доли энергоемких и увеличение вклада в ВВП России наукоемких, высокотехнологичных производств, интеллектуальных и социальных услуг с соответствующим сокращением экспорта топливно-энергетических ресурсов и ослаблением соответствующей зависимости экономики.

Похоже, что другого не дано.