

УДК: 339.564:622.279

В.Е. Киченко, Е.В. Семёнова

Состояние и проблемы ресурсного обеспечения экспорта восточносибирского газа

Ключевые слова: Восточная Сибирь, лицензионные участки, гелий, Газпром, Роснефть.

Keywords: Eastern Siberia, the license areas, helium, Gazprom, Rosneft.

В последнее время основные нефтегазодобывающие компании Российской Федерации проявляют большой интерес к оценке возможности роста добычи и экспорта восточносибирского природного газа (первоначально в сжиженном виде – СПГ). Ими планируются рост добычи газа, в том числе в Восточно-Сибирском и Дальневосточном регионах (начальные суммарные ресурсы газа – до 51,2 трлн м³, разведанность – менее 8 %), и формирование здесь региональных центров газодобычи (рис. 1).

На фоне наметившегося снижения добычи газа предприятиями ОАО «Газпром» в 2011–2012 гг. (табл. 1) и ее высокого планового уровня в 2020 г. следует обратить внимание на эти тенденции.

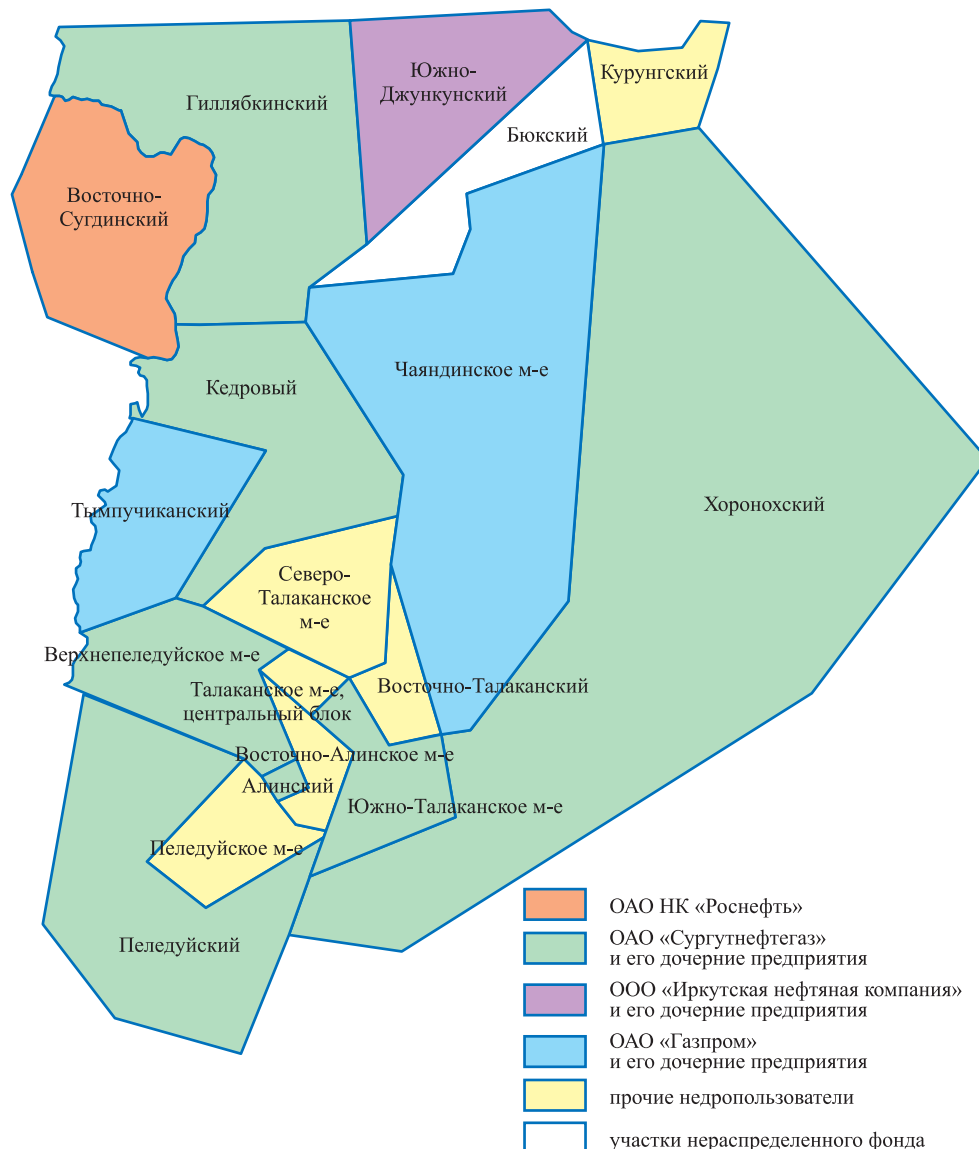


Рис. 1. Фрагмент схемы размещения лицензионных участков на территории Якутского центра добычи по состоянию на 01.02.2013 г.

Таблица 1

Изменение уровня добычи газа ведущими нефтедобывающими компаниями РФ

Компания	Годовая добыча газа, млрд м ³		
	2011 г.	2012 г.	2020 г. (план)
Роснефть	12,8	12,5	80÷100
ТНК-ВР	12,2	13,1	
Газпром	513	479	787
Лукойл	17,9	16,9	39,4
НОВАТЭК	47,9	51	112,5
Сургутнефтегаз	13,2	12,3	–

В частности, ОАО «НК «Роснефть» стремится стать одним из потенциальных лидеров-экспортеров углеводородов в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР). Компания планирует создать свои центры по добыче и переработке газа в Иркутской области, Республике Саха, Красноярском, Хабаровском и Приморском краях (рис. 2), за пять лет увеличить добычу газа на 50 млрд м³, проложить газопровод Ванкор – Хальмерпаяутинское, по которому будет поставлять ванкорский газ в газотранспортную сеть ОАО «Газпром». Ближайшая цель компании – к 2020 г. достичь ежегодной добы-

чи газа в 100 млрд м³. ОАО «НК «Роснефть» и ООО «НК Итера» создали совместное предприятие, которое заключило контракт на поставку газа для РАО «ЕЭС России», заменив ОАО «НОВАТЭК». ОАО «НК «Роснефть» подписаны контракты с ОАО «Алроса-Газ» на добычу газа. Не исключено, что в будущем компания может выкупить у ОАО «Алроса» ЗАО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания». Компания «Роснефть» уже приобрела газопроводы ОАО «РусГидро», кроме того, она владеет тремя крупными нефтеперерабатывающими заводами (НПЗ) в Восточной



Наиболее крупные газовые и газоконденсатные месторождения:

- Группа Газпром
 - ОАО «НК Роснефть»
 - компании Республики Саха
 - ОАО «Петромир»
 - газовые месторождения северо-востока КНР
- проектируемые ГПЗ и ГХК
 - действующие НПЗ
 - проектируемые НПЗ
 - действующие НПЗ (возможно, и ГПЗ) КНР
- действующие газопроводы
 - проектируемые газопроводы
 - железнодорожные магистрали

Рис. 2. Основные газовые месторождения нефтегазодобывающих компаний РФ, проектируемые ГПЗ, направления доставки продуктов переработки (и СПГ) в КНР

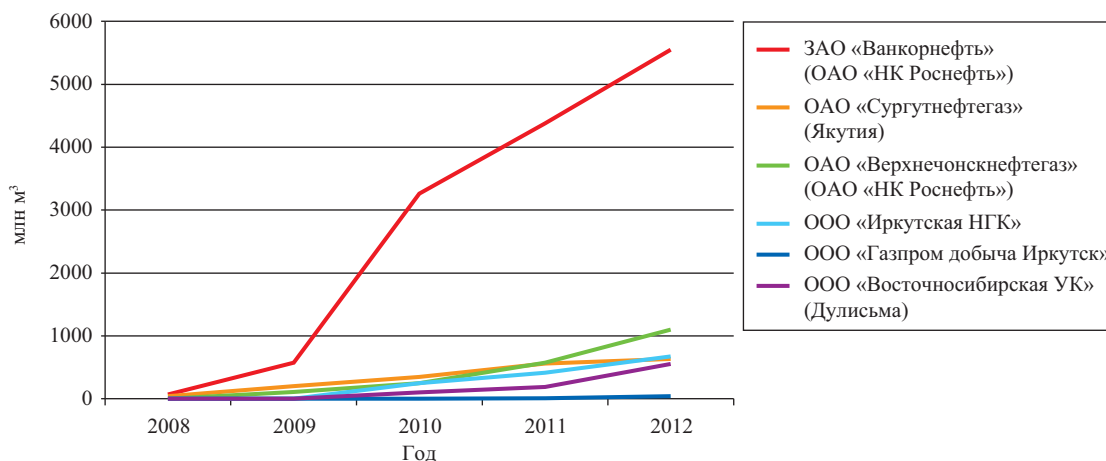


Рис. 3. Динамика добычи газа нефтедобывающими компаниями в Восточной Сибири в 2008–2011 гг.

Сибири, которые в дальнейшем можно будет использовать как базу для строительства газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) (рис. 3).

В настоящее время нефтегазодобывающие компании стремятся использовать попутный нефтяной газ, крупные запасы которого содержат Ванкорское, Верхнечонское (ОАО «НК «Роснефть»») и Талаканское (ОАО «Сургутнефтегаз») месторождения Восточной Сибири.

Ведение совместного бизнеса с японскими и китайскими компаниями и приобретение в дальнейшем якутских газодобывающих компаний позволит ОАО «НК «Роснефть» добывать, перерабатывать и транспортировать газ на востоке РФ. Следует учитывать, что акционерами ОАО «НК «Роснефть» уже являются компании ВР (Великобритания), CNPC (КНР) и Petronas (Малайзия).

ОАО «НК «Роснефть» активно привлекает к совместному бизнесу японские компании. В частности, совместно с Mitsui и Marubeni планируется строительство нефтехимического комплекса в г. Находка (Приморский край), совместно с Inpex и Mitsui – разработка месторождения на лицензионных участках в Иркутской области.

Некоторые американские, японские и корейские компании планируют принять участие в строительстве ГПЗ в дальневосточном регионе РФ. В частности, Exxon-Mobil (США), Kogas (Корея) и Sumitomo (Япония) намерены участвовать в строительстве ГПЗ в бухте Декастри Хабаровского края, где уже есть порт и нефтяной терминал. Японскую компанию Marubeni интересует возможность размещения газохимического производства в районе г. Комсомольске-на-Амуре.

Большой интерес к развитию газопереработки проявляют администрация Республики Саха (Якутия) и независимые нефтегазодобывающие компании, расположенные на ее территории, – ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» и ОАО «Алроса-Газ». Здесь планируется дальнейшее развитие и наращивание мощности Якутского ГПЗ (к г. Якутск уже проложена железная дорога от Байкало-Амурской магистрали). Администрация Хабаровского края планирует построить два комплекса приема, хранения и регазификации СПГ в районе г. Николаевскена-Амуре мощностью 8 млн м³/год.

Следует отметить, что ОАО «Газпром» совместно с ООО «Иркутская НК», ОАО «Сибур-Холдинг» и Marubeni проектирует строительство геохимического производства в районе г. Собинска. Из Якутского центра предприятиями ОАО «Газпром» в восточном направлении планируется поставлять 30–44 млрд м³ газа/год (в том числе с Чаюдинского месторождения – 25 млрд м³). К 2018 г. планируется ввести в эксплуатацию газопровод Якутск – Хабаровск – Владивосток пропускной способностью 38 млрд м³/год.

Особенностью ряда месторождений Восточной Сибири является высокое содержание гелия в составе газа, что представляет интерес для газового рынка.

В РФ сосредоточено около 34 % мировых запасов гелия, большая часть которых находится в Восточной Сибири (более 87 % запасов РФ, выработанность – менее 10 %, запасы – более 8,6 млрд м³ [1–3]).

Основные гелийсодержащие месторождения, за исключением Среднеботуобинского

(ОАО «Алроса-газ», ООО «Тас-Юряха нефтегаздобыча», ОАО «Сургутнефтегаз») и Ангаро-Ленского (ООО «Петромир»), принадлежат ОАО «Газпром», которое совместно с компаниями Air Liquide (Франция), Linde (Германия) и Matheson (Япония) планирует строительство гелиевого завода в районе г. Белогорска Амурской области (запуск в 2018 г.).

Предполагается, что потребность в гелии будет неуклонно расти (к 2030 г. – до 300 млн м³/год). В настоящее время в мире производится около 190 млн м³ гелия/год (более 50 % в США), в том числе в РФ – 9,6 млн м³ [4]. Согласно Генеральной схеме развития газовой отрасли России к 2030 г., добыча гелия должна составить 70 млн м³. При полномасштабной разработке месторождений добыча гелия в Восточной Сибири к 2030 г. достигнет 80÷110 млрд м³ [5]. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке возможно добывать до 200 млн м³/год [4].

В 2012 г. с завода СПГ на о. Сахалин (проект «Сахалин-2», в котором участвует ОАО «Газпром»), как и в 2011 г., поставлялось

10,5 млн т СПГ (в 2010 г. – 9,6 млн т) [6]. Кроме того, под Владивостоком строится завод СПГ (сдача в эксплуатацию – к 2018 г.), мощность которого, согласно планам ОАО «Газпром», должна составить 15 млн т [7].

В связи с ростом цен на СПГ в странах АТР возможно дальнейшее наращивание производства газа на участках проекта «Сахалин-1» (ОАО «НК «Роснефть» – 20 %). Однако весь газ (7,7 млрд м³), добытый в 2011 г. в рамках проекта «Сахалин-1», был закачан обратно в пласт из-за нерешенности вопроса сбыта. В целом на востоке России из 33,6 млрд м³ добытого газа было закачено в пласт 12 млрд м³.

При сохранении высоких темпов роста потребления СПГ в странах АТР, прежде всего в Японии и Китае, планируется в дальнейшем увеличить мощность завода СПГ на о. Сахалин до 20÷25 млн т [8]. В настоящее время российский СПГ, экспортируемый в КНР, получают только в двух портах (рис. 4). За последние несколько лет в Китае отмечается значительный рост поставок импортного газа в виде СПГ и цен на него (табл. 2).



Рис. 4. Современные мощности приема СПГ в портах КНР

Таблица 2

Объем и цена импорта СПГ в КНР

Год	Импорт, млн т	Цена, долл./т
2009	7,63	330 (усредненная)
2011	12,2	472
2012	17	540
2020	65	–

Таблица 3

Сопоставление цен на газ из разных источников газоснабжения КНР

Источник газа	Себестоимость, долл./т · м ³
Австралийский (СПГ)	250÷360
Среднеазиатский (трубопроводный)	320
КНР (сланцевый)	370
КНР (природный)	120÷268
Российский трубопроводный газ на границе с КНР	200÷280

Исходя из того, что уже в 2012 г. цена 1000 м³ импортируемого трубопроводного газа превысила 410 долл. (что дешевле поставок газа того же объема в виде СПГ), повышаются перспективы реализации договора о его поставках в КНР. Кроме того, КНР планирует на 2015 г. импорт 50 млрд м³ газа (в виде СПГ – около 37,8 млн т).

После 2017 г. Австралия сможет поставлять на рынок АТР 72 млн т СПГ, в том числе 70 % – в Японию, 21 % – в КНР (80 % этого объема уже законтрактовано). К австралийским поставкам в АТР после 2015 г. присоединится и Папуа – Новая Гвинея (15 млн т) [9].

Газ Якутии и Иркутской области, поступающий для производства СПГ на Владивостокский завод, по себестоимости уступает австралийскому и катарскому газу [9]. В табл. 3 приведены обобщенные оценки себестоимости

газа и его доставки потребителям восточного побережья КНР (по состоянию на 2012 г.).

Согласно прогнозам ряда экспертов, в ближайшее время рост спроса на СПГ в Японии (71 % экспорта российского СПГ) замедлится, в том числе из-за планируемого возобновления работы ряда остановленных атомных электростанций, разработки скоплений газа в гидратном состоянии, увеличения контрактов на поставки СПГ и сланцевого газа из США и Канады. Цена 1000 м³ импортируемого Китаем газа стабилизируется к 2020–2021 гг. и затем будет плавно снижаться.

Таким образом, планируемое ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть» строительство ГПЗ вдоль магистральных газопроводов и железных дорог в направлении к КНР (см. рис. 2) может стать решающим фактором при выборе ее правительством поставщиков газа и продуктов газопереработки.

Список литературы

1. Гладков Е.А. О возможных ресурсах матричной нефти в Восточной Сибири / Е.А. Гладков // Горные ведомости. – 2012. – № 7. – С. 16–23.
2. Ефимов А.С. О состоянии и перспективах ресурсной базы углеводородов, геологоразведочных работ и лицензировании недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) / А.С. Ефимов, А.А. Герт, П.Н. Мельников и др. // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 57–74.
3. Столыпин В.И. Запасы, производство и потребление гелия в России / В.И. Столыпин, С.А. Молчанов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 2. – С. 9–10.
4. Фролов А. Российский гелий ждут во всем мире / А. Фролов // Газпром. – 2012. – № 11. – С. 20–23.
5. Зачем России добывать гелий? // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 20. – С. 40–43.

6. Больше СПГ // Газпром. – 2012. – № 7–8. – С. 14.
7. Савунов К.В. Современные российские проекты по производству сжиженного природного газа / К.В. Савунов // Газовая промышленность. – 2012. – № 8. – С. 60–63.
8. Виноградова О. За цитатами Газпрома / О. Виноградова // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 15–16. – С. 96–99.
9. Угроза из южного полушария // Разведка и добыча. – 2012. – № 3. – С. 31–34.
10. Баскаев К. Кому нужен солнечный газ? / К. Баскаев // Нефть России. – 2011. – № 6. – С. 42–43.
11. В погону за НОВАТЭКом // Нефть и капитал. – 2012. – № 4. – С. 14–17.
12. Кирилов Д. Восполнение – 136 % / Д. Кирилов // Газпром. – 2012. – № 4. – С. 6–9.
13. Конторович А. Защищая статус газовой сверхдержавы / А. Конторович, Л. Эдер, И. Филимонова // Нефть России. – 2012. – № 10. – С. 72–79.
14. Коржубаев А. Формируя новую реальность / А. Коржубаев, И. Соколова, И. Филимонова // Нефть России. – 2012. – № 1. – С. 6–12.
15. Мастепанов А. Китай формирует газовую промышленность 21 века / А. Мастепанов, И. Ковтун // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 6. – С. 42–56.
16. Мкртычян Я.С. Гелий России / Я.С. Мкртычян, А.В. Мамаев, Д.В. Селиванов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 102 с.
17. Набатова М. Роснефть отвоевывает рынок газа / М. Набатова // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 1. – С. 58–60.
18. Оргель Л.Д. Рынок гелия России и его роль в мировом производстве / Л.Д. Оргель // Минеральные ресурсы России. – 2011. – № 2. – С. 67–71.
19. Собко А. Большой скачок / А. Собко // Нефть России. – 2012. – № 5. – С. 86–89.
20. Терещенко В. У истоков ВСТО / В. Терещенко // Нефть России. – 2011. – № 4. – С. 44–47.
21. Чэнлинь Лю. Ресурсоемкий Китай / Лю Чэнлинь, Че Чанбо, Чжу Цзе, Ян Фулинь // Oil and Gas Journal Russia. – 2012. – № 1. – С. 34–37.
22. Эдер Л.В. Итоги работы газовой промышленности России в 2011 г. / Л.В. Эдер // Минеральные ресурсы России. – 2012. – № 5. – С. 54–60.