

ОЦЕНКА ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРОЕКТОВ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОХИМИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

И.А. Вижина, В.Н. Харитонова

ИЭОПП СО РАН

Аннотация

Оцениваются конкурентные позиции регионов в размещении и развитии объектов нефтегазохимии на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) с использованием ресурсов Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса. Выполнен спот-анализ региональных преимуществ и инфраструктурных ограничений для реализации проектов нефтегазовых компаний. Представлены балансовые оценки спроса и предложения ресурсов легких углеводородов при различных сценариях развития ВСНГК. Обоснованы корпоративные, региональные и государственные приоритеты в размещении нефтегазохимических комплексов. Дана оценка влияния инфраструктурных ограничений на реализацию инвестиционных проектов, комплексность и эффективность использования углеводородного сырья.

Ключевые слова: проекты нефтегазохимии, эффективность использования углеводородного сырья, транспортная и энергетическая инфраструктура, инфраструктурные ограничения, инвестиции, региональные и государственные приоритеты

Abstract

To foresee the allocation of the oil-gas-chemistry companies in the territory of East Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) and their further development on the base of resources of the East Siberian Oil-and-gas Complex (ESOGC), the paper analyzes competitive advantages of different regions. We present the spot analysis of regional advantages and infrastructural constraints which oil-and-gas

companies could face while implementing their projects. We also present the balance valuations of supply and demand for light hydrocarbons for different scenarios of the ESOGC development. We identified the corporate, regional and national priorities for allocation of the oil-gas-chemistry complexes. We assess how infrastructural constraints influence the implementation of investment projects, as well as complexity and efficiency of the hydrocarbons usage.

Keywords: oil-gas-chemistry projects, efficiency of hydrocarbons usage, transportation and energy infrastructure, infrastructural constraints, investment, regional and national priorities

Освоение нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) включено как приоритетное направление экономического развития в важнейшие стратегические программные документы Правительства РФ, ОАО «Газпром» и нефтяных компаний, в федеральную Программу социально-экономического развития Забайкалья и Дальнего Востока до 2025 года, Стратегию социально-экономического развития Сибирского федерального округа на период до 2020 года. Разработана и утверждена Правительством РФ Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

В настоящее время поставлена задача разработки и реализации системного государственного подхода к развитию отечественной нефтегазохимии, который позволит российским производителям преодолеть хроническое отставание и превратить отрасль в один из локомотивов российской экономики. ООО «СИБУР» инициировало разработку Программы развития газо- и нефтехимии до 2020 года на выездном совещании у Председателя Правительства РФ В.В. Путина «О мерах по развитию газо- и нефтехимии» (г. Нижнекамск, 17 ноября 2009 г.).

Ключевыми моментами программы являются следующие:

- государственная поддержка внутреннего рынка нефтехимии путем реализации государственных программ в отраслях – потребителях нефтехимической продукции;

- обеспечение доступности инвестиционных финансовых ресурсов для проектов развития нефтехимии;
- сбалансированность развития сырьевой базы, перерабатывающих мощностей и экспорта, гарантии обеспечения сырьем предприятий глубокой переработки углеводородов;
- развитие энергетической, транспортной и другой инфраструктуры перерабатывающих мощностей путем прямого финансового участия государства в инфраструктурных проектах на основе частно-государственного партнерства;
- развитие отечественного научно-технического и технологического потенциала развития нефте- и газохимии.

Значимая роль в выполнении задачи ускоренного развития и технологического обновления производственного аппарата отрасли принадлежит нефтегазовому комплексу на востоке страны. В предыдущих наших исследованиях была поставлена проблема формирования Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса (ВСНГК) на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) как мегапроекта, необходимого для обеспечения комплексности использования извлекаемого углеводородного сырья и сбалансированного развития добывающих и перерабатывающих производств. Сценарный анализ и оценки эффективности освоения нефтегазовых ресурсов и переработки углеводородного сырья, экспортных потоков нефти и газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, проведенные в ИЭОПП СО РАН, определили состав отраслей ВСНГК: это нефтяная и газодобывающая, нефте- и газоперерабатывающая, нефте- и газохимическая отрасли промышленности, магистральный транспорт нефти и газа, а также инфраструктурные отрасли, обеспечивающие функционирование ВСНГК и выход продукции на внутренние и внешние рынки [1].

При условии сбалансированного развития добывающих и перерабатывающих производств, общерегиональной транспортной и энергетической инфраструктуры ожидается синергический социально-экономический эффект от освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в виде формирования точек экономического роста в ресурсных и промышленно развитых регионах Сибирского и Дальневосточного федеральных округов. Развитие

ВСНГК внесет существенный вклад в рост экономического потенциала восточных регионов страны. По нашим оценкам, их совокупный ВРП в период до 2025 г. увеличится в 3,8 раза.

Следует отметить, что к 2008 г. была достигнута согласованность стратегических намерений нефтяных и газовых компаний, ОАО «АК «Транснефть» и определена стратегия развития добывающих центров Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), а также межрегиональной нефтегазовой инфраструктуры.

Падение цен и стагнация спроса на газ на азиатских рынках в 2009–2010 гг. обусловили необходимость пересмотра Стратегии использования углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) ОАО «Газпром». В новой версии Стратегии поставлены весьма амбициозные целевые ориентиры развития газохимии на востоке страны. Согласно этому документу, вклад восточных регионов в производство полиолефинов в России в 2030 г. составит более 50%*. В результате «Газпром» сможет удовлетворить потребности внутреннего рынка и стать крупным экспортером газохимической продукции в страны АТР.

Важно, что произведена кардинальная смена целевых ориентиров и сделана соответствующая корректировка задач Стратегии, которые теперь предусматривают

- полное извлечение этана из всего объема природного газа, добытого в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия);
- организацию производства полимеров в объеме 17–20 млн т в год за счет создания крупных газохимических комплексов на территории Восточной Сибири, Республики Саха (Якутия), Амурской области.

Пересмотр Стратегии ОАО «Газпром» по комплексному использованию углеводородов на Востоке России обусловлен рядом новых

* По прогнозным оценкам ОАО «Газпром», переработка газа в РФ с 70,9 млрд куб. м в 2007 г. вырастет в 2030 г. до 243–275 млн т. Всего в 2008–2030 гг. планируется ввести в эксплуатацию мощности по переработке 195–234 млрд куб. м газа и 26–32 млн т жидких углеводородов. Объем выпуска газохимической продукции к 2030 г. достигнет 7,7–9,7 млн т [2].

конъюнктурных факторов на рынках стран АТР, в том числе прогнозируемым снижением спроса на российский природный газ в Китае вследствие заключения соглашения между Китаем и Туркменистаном о строительстве газопровода из Туркменистана в Китай.

В нефтяном секторе стратегия ОАО «НК «Роснефть» в области развития нефтеперерабатывающей промышленности на востоке страны остается неизменной. На нефтяных ресурсах Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) предусматривается строительство в районах нефтедобычи трех НПЗ общей мощностью 8 млн т для регионального рынка и одного крупного НПЗ в Приморском крае в бухте Козьмино мощностью 30 млн т с последующим экспортом нефтехимической продукции. На действующих заводах компании, расположенных в Восточной Сибири, планируется переработка 25 млн т нефти в год. Таким образом, прогнозируется переработка в восточных районах России свыше 65 млн т нефти в год, что составляет около 75% прогнозных объемов добычи в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия).

Представляется, что новые целевые ориентиры нефтегазохимии чрезмерно оптимистичны. При реализации всей намечаемой совокупности проектов возможно столкнуться с весьма жесткими инфраструктурными ограничениями. Немаловажными факторами являются проектная обеспеченность инвестиционных намерений инфраструктурных отраслей, капиталоемкость и сроки реализации инфраструктурных проектов. Цель настоящей статьи – оценить конкурентные преимущества районов размещения нефтегазохимических комплексов с точки зрения наличия мощностей и необходимых инвестиций в развитие транспортной и энергетической инфраструктуры, а также в создание терминальной инфраструктуры и специализированного подвижного состава.

ПРОЕКТЫ И НАМЕРЕНИЯ КОМПАНИЙ В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОХИМИИ

В Генеральной схеме развития газовой промышленности до 2030 года ОАО «Газпром» предусматривается создание Якутского, Иркутского и Красноярского центров газодобычи. В каждом из них предполагалось создать мощные газоперерабатывающие и газохимические

Таблица 1

Проекты развития газоперерабатывающей и газохимической промышленности в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) в 2012–2030 гг.

Проект	Мощность по сырью, млрд куб. м газа в год	Кап. вложения, млн долл. США	Сроки строительства	Стратегический инвестор	Год. выпуск продукции по осн. номенклатуре
Алданский завод синтетических и моторных топлив	1,32	530	2013–2016	ОАО «Газпром»	560 тыс. т моторных топлив
Жагайский ГПЗ	1,20	500	2012–2014	ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания»	400 тыс. т нефтепродуктов, 450 тыс. т метанола, 220 тыс. т аммиака
Ленский ГПЗ	60,00 млн куб. м гелия	2000	2014–2016	ОАО «Газпром»	39 млн л гелиевого концентрата
Южно-Якутский ГПЗ и ГХК:					
1-я очередь	20,00	1200	2013–2018	ОАО «Газпром»	330 тыс. т полипропилена, 767,5 тыс. т полиэтилена
2-я очередь	15,00	900	2019–2020		
Амурский ГХК	40,00	2400	2016–2024	ОАО «Газпром»	5 млн т полиолефинов
Богучанский ГПЗ и ГХК	30,00	5100	Не определены (за пределами 2020 г.)	ОАО «Газпром», ТНК-ВР, ОАО «НК «Роснефть»	5 млн т полимеров, синт. смол, пластмасс
Саянский ГПК	30,00	4000	2016–2020	ОАО «Саянский-пласт» (РЕНОВА), ОАО «Газпром»	6 млн т полиэтилена, полипропилена, ПХВ, пластмасс
Итого: 2012–2020 2021–2030	117,52 137,52	16630 6300			

комплексы: в Красноярском крае – Богучанский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) и газохимический комплекс (ГХК), в Иркутской области – Саянский газоперерабатывающий комплекс (ГПК), в Якутии – Южно-Якутский ГПЗ и ГХК. Проекты размещения новых ГПЗ в перечисленных центрах газодобычи разрабатывались с учетом имеющейся транспортной и хозяйственной инфраструктуры, наличия благоприятных геологических условий для создания подземных хранилищ гелиевого концентрата.

В редакции Генсхемы 2010 г. предложено создание газохимического комплекса в Амурской области как альтернативы Южно-Якутскому ГХК (табл. 1).

Альтернативные проекты организации ГХК предполагают схожую номенклатуру выпускаемой продукции. Площадки, где предусматривается размещение Амурского ГХК, находятся вблизи крупных энергетических узлов и магистральной железной дороги с выходом на внешние рынки АТР. Южно-Якутский ГХК также имеет надежные энергетические источники, но пропускная способность железной дороги Беркакит – Томмот, обеспечивающей выход продукции предприятий комплекса на БАМ или Транссиб, ограничена, так как дорога находится во временной эксплуатации.

Количество проектов создания газохимических предприятий явно избыточно с учетом прогнозных поставок природного газа на экспорт. Проведенная нами оценка баланса потребностей проектируемых комплексов в природном газе и прогнозируемой добычи газа показывает, что совокупные потребности в сырье предприятий газохимии и газопереработки в 2020 г. составят 117,5 млрд куб. м, в 2030 г. – 137 млрд куб. м, т.е. сравнимы с ожидаемыми объемами добычи газа. Возникает проблема выбора проектов с учетом затрат на создание транспортной и энергетической инфраструктуры: размещать ли ГХК вблизи источника сырья либо размещать его в регионе, приближенном к рынкам сбыта. С точки зрения экономии транспортных и энергетических издержек компаний размещать ГХК предпочтительно вблизи крупных энергетических узлов и в районах, имеющих железнодорожную инфраструктуру. С точки зрения извлечения гелия и его хранения в природных подземных хранилищах значительные конкурентные

преимущества имеют проекты создания Саянского и Южно-Якутского газохимических комплексов, для которых имеются природные подземные хранилища гелия.

Проектируемые предприятия по переработке природного газа в Республике Саха (Якутия) предназначены для производства синтетических моторных топлив с целью обеспечения нефтепродуктами якутских потребителей. Это позволит отказаться от поставок нефтепродуктов в рамках «северного завоза». Другой вид продукции ГПЗ – метанол, который будет востребован ОАО «Газпром», поскольку это сократит расходы на транспортировку метанола, требуемого для газо-

Таблица 2

Проекты развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности в Восточной Сибири, Республике Саха (Якутия), Приморском крае в 2012–2020 гг.

Проект	Мощность по сырью, млн т нефти в год	Кап. вложения, млн долл. США	Сроки строительства	Стратегический инвестор	Год. выпуск продукции по осн. номенклатуре
Усть-Кутский НПЗ	3	300	2012–2015	ОАО «НК «Роснефть»	600 тыс. т
Богучанский НПЗ	3	300	2015–2017	ОАО «НК «Роснефть»	600 тыс. т
Приморский НХК (б. Козьмино):					
1-я очередь (НПЗ)	20	13300	2010–2013	ОАО «НК «Роснефть»	16 млн т
2-я очередь (НХК)	10	9000	2014–2017		
Ленский НПЗ	2	470	2012–2014	ОАО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	400 тыс. т
И т о г о	38*	23370			

* Потребность в нефти действующих заводов составляет 25,35 млн т в год, в том числе: Хабаровского НПЗ – 4,35 млн т, Ангарского НХК после реконструкции – 13 млн т, Ачинского НПЗ также после реконструкции – 8 млн т.

добычи. Для ввода в эксплуатацию этих заводов необходимо строительство третьей нитки магистрального газопровода Мастах – Берге – Якутск и железной дороги Томмот – Кердем – Якутск.

Продукция новых заводов нефтеперерабатывающей промышленности предназначена преимущественно для регионального рынка. В рамках стратегии ОАО «НК «Роснефть» строительство нефтеперерабатывающих заводов в Богучанах и Усть-Куте решит проблему надежного и эффективного снабжения нефтепродуктами системы жизнеобеспечения поселений, расположенных в районах Крайнего Севера Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), и удовлетворит перспективный спрос новых предприятий ВСНГК (табл. 2).

Самым крупным предприятием по переработке нефти предполагается Приморский НПЗ в б. Козьмино. После ввода первой очереди завода, перерабатывающей 20 млн т нефти в год, будет выпускаться продукция глубокой переработки нефти: пропан, бутан, керосин, бензин, дизельное топливо и кокс. По окончании строительства второй очереди завода предусматривается выпуск нефтехимической продукции. При полном освоении проектной мощности завод в Козьмино будет потреблять 30 млн т сырой нефти в год.

РАЗВИТИЕ ТРАНСПОРТНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В РАЙОНАХ РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИИ

Нефтегазохимические предприятия ВСНГК предъявляют высокий спрос на услуги специализированной технической, энергетической и транспортной инфраструктуры. Для анализа обеспеченности проектируемых нефтехимических комплексов в центрах их размещения услугами инфраструктуры и для оценки капиталовложений в ее развитие рассмотрим совокупность инфраструктурных проектов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), предлагаемых транспортными и энергетическими НИИ и компаниями (табл. 3). Желательные сроки их реализации мы определили как сроки, обеспечивающие синхронность ввода нефтегазохимических комплексов и мощностей транспортной и энергетической инфраструктуры. Потребности нефтехимических

Потребность в инфраструктуре проектируемых предприятий нефтегазохимии в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) в 2012–2030 гг.

Регионы размещения предприятий и проекты	Наличие транспортной и энергетической инфраструктуры	Необходимые проекты транспортной и энергетической инфраструктуры	Необходимые проекты нефтегазовой инфраструктуры
<i>Восточная Сибирь</i>			
<i>Красноярский край</i> Богучанский ГПЗ и ГХК, Богучанский НПЗ (2020 г.)	Жел. дорога Карабула – Решоты с выходом на Транссиб; ж.-д. терминал в п. Карабула; ЛЭП 220 кВ ОЭС Сибири	ЛЭП 220 кВ Богучанская ГЭС – Карабула (2017 г., 90 млн долл. США); налив. терминалы (2020 г., 1940 млн долл. США); парк спец. цистерн (2020 г., 550 млн долл. США)	Подзем. природ. хранилища гелия (2020 г.); резервуар. и налив. мощности в Богучанском р-не (2017 г.); нефтепровод Эвенкия – Богучаны (2017 г.)
<i>Иркутская обл.</i> Саянский ГПК (2016–2020 гг.)	Транссиб. магистраль; ЛЭП 500 кВ ОЭС Сибири	Налив. терминалы (2016 г., 1520 млн долл. США); парк спец. цистерн для вывоза продукции ГПК (2018 г., 550 млн долл. США)	Подзем. природ. хранилища гелия (2016 г.); газопровод Жигалово – Саянск (2014 г.)
Усть-Кутский НПЗ (2012–2015 г.)	БАМ с выходом на Транссиб; нефтебаза реч. порта Осетрово; ЛЭП 500 кВ ОЭС Сибири	Налив. терминалы (2014 г., 114 млн долл. США); парк спец. цистерн для вывоза продукции (2015 г., 41 млн долл. США); ж.-д. ветка Усть-Кут – Непя – Витим – Ленск (2020 г., 1750 млн долл. США); круглогодич. дорога – Жигалово – Усть-Кут (2015 г., 900 млн долл. США); авт. дорога «Виллюй» (Усть-Кут – Мирный, 2015 г., 325 млн долл. США);	

Продолжение табл. 3

Регионы размещения предприятий и проекты	Наличие транспортной и энергетической инфраструктуры	Необходимые проекты транспортной и энергетической инфраструктуры	Необходимые проекты нефтегазовой инфраструктуры
		Братский переключат. пункт – Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут; ЛЭП 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарск (2015 г., 700 млн долл. США)	
<i>Республика Саха (Якутия)</i>			
Алданский 3-д синтет. и мотор. топлив (2013–2016 гг.)	Федер. автомагистраль «Лена»; ЛЭП 220 кВ от Нерюнринской ГРЭС	Жел. дорога Томмот – Кердем – Якутск (2013 г., 520 млн долл. США); наливные терминалы (2014 г., 201 млн долл. США); парк спец. цистерн для вывоза продукции (2014 г., 38 млн долл. США)	Газопровод Чайнда – Хабаровск (2014 г.)
Жатайский ГПЗ (2012–2014 гг.)	Федер. автомагистраль «Лена»; ЛЭП 220 кВ от Якутской ГРЭС	Наливные терминалы (2014 г., 190 млн долл. США); парк спец. цистерн для вывоза продукции (2014 г., 38 млн долл. США)	Газопровод Кызыл – Сыр – Якутск; газопровод Мастах – Берге – Якутск
Южно-Якутский ГПЗ и ГХК (2013–2020 гг.)	Федер. автомагистраль «Лена»; ЛЭП 220 кВ от Нерюнринской ГРЭС; и нефтеметанол. и нефтехим. терминалы в порту Восточный; ж.-д. ветка Тында – Беркакит – Томмот	Подстанция, высоковольт. линии 220 кВ Нерюнринская ГРЭС – Южно-Якутский ГХК (2013 г., 510 млн долл. США); парк спец. цистерн для вывоза продукции (2017 г., 1320 млн долл. США); наливные терминалы (2017 г., 800 млн долл. США); ввод в постоян. эксплуатацию жел. дороги Беркакит – Томмот (2017 г., 2000 млн долл. США)	Газопровод Чайнда – Хабаровск (2014 г.)

Окончание табл. 3

Регионы размещения предприятий и проекты	Наличие транспортной и энергетической инфраструктуры	Необходимые проекты транспортной и энергетической инфраструктуры	Необходимые проекты нефтегазовой инфраструктуры
Ленский ППЗ, Ленский НПЗ (2014–2016 гг.)	Автоморога Лена – Мирный – Вилюйск; автодорога Ленск – Усть-Кут; ЛЭП 220 кВг от Вилюйской ГЭС	Ленская ТЭС 300 Мвт (2015 г., 290 млн долл. США); парк спец. цистерн для вывоза продукции (2015 г., 26 млн долл. США); наливные терминалы (2015 г., 180 млн долл. США); автодорога Лена – Мирный – Вилюйск (2016 г., 1040 млн долл. США)	Природ. хранилища гелия (2014 г.)
<i>Амурская обл.</i> Амурский ГХК (2016–2024 гг.)	Транссиб; БАМ с выходом в порт Ванино; федер. автомагистраль «Лена»	ЛЭП 500 кВ Нерюнтинская ГРЭС – Тын-да (2016 г., 420 млн долл. США); ЛЭП 500 кВ Нерюнтинская ГРЭС – Скородино (вторая высоковольт. линия электропередачи, 2020 г., 900 млн долл. США); парк спец. цистерн для вывоза продукции (2018 г., 290 млн долл. США); наливные терминалы (2018 г., 910 млн долл. США)	Газопровод Чайнда – Хабаровск (2014 г.)
<i>Приморский край</i> НПЗ в бухте Козьмино (2010–2017 гг.)	Транссиб; специморнефтепорт Козьмино; ЛЭП ОЭС Дальнего Востока	Парк спец. цистерн (2012 г., 430 млн долл. США)	Вторая очередь ВСТО (2020 г.)

комплексов в инфраструктуре рассматриваются по следующим направлениям: энергетическое обеспечение, железные и автомобильные дороги (транспортная инфраструктура), наливные терминалы, парк специализированных цистерн для вывоза готовой продукции.

Из таблицы 3 видно, что в каждом районе размещения нефтегазохимических комплексов имеются те или иные элементы региональной инфраструктуры, обеспечивающей выходы в ОЭС Сибири либо ОЭС Дальнего Востока, на Транссиб или на БАМ. Вместе с тем предстоит интенсивное масштабное новое строительство.

Окончательное принятие решения о размещении нефтегазохимических комплексов зависит как от степени проектной подготовленности, так и от объема требуемых инвестиций в развитие инфраструктуры и от реализуемости данных проектов. В этой связи целесообразно проранжировать ареалы размещения по капиталоемкости инфраструктурных проектов.

Необходима комплексная оценка инвестиционной программы развития специализированной терминальной и сопряженной общерегиональной транспортной и энергетической инфраструктуры. В части развития транспортной и энергетической инфраструктуры имеются проекты высокой степени проработанности с оценками необходимых инвестиций, выполненными проектными организациями при подготовке генеральных схем развития инфраструктуры Республики Саха (Якутия) и Нижнего Приангарья.

Оценки инвестиций для наливных терминалов и парка специализированных цистерн носят предварительный характер. Дело в том, что на стадии разработки Генеральной схемы развития нефтегазохимических комплексов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) был низкий проектный задел. Поэтому для прогнозной оценки затрат на создание терминалов, которые являются частью внутрипроизводственной инфраструктуры газохимических комплексов, нами использовался аналоговый подход. В качестве аналога использован проект «Печора СПГ» [3]: соотношение затрат на строительство ГПЗ и на создание терминальной инфраструктуры в этом проекте принято для всех проектов газохимических комплексов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Инвестиции в развитие терминалов составля-

ют 38% от инвестиций в строительство завода. Прогнозные оценки капитальных вложений в создание парка специализированных цистерн выполнены исходя из проектных объемов годового выпуска продукции по основной номенклатуре предприятий нефтегазохимического комплекса. Рассматривались потребности в трех видах специализированных цистерн: для перевозки сжиженного газа грузоподъемностью 23 т, бензина и дизтоплива – по 60 т и вагонов для перевозки гранулированных полимеров грузоподъемностью 72 т. Средняя стоимость цистерны – 48,8 тыс. долл. США, вагона – 50 тыс. долл. (1 долл. США = 30 руб.).

В результате применения этого подхода получены предварительные прогнозные оценки объемов инфраструктурных инвестиций, необходимых для обеспечения всей совокупности проектов развития нефтегазохимических предприятий, перерабатывающих углеводородное сырье Восточной Сибири, Республики Саха (Якутия), в период до 2030 г., и оценен спрос на инвестиции в предстоящее пятилетие. В целом до 2030 г. потребуется вложить в инфраструктуру 29,343 млрд долл. США, из них 11,4 млрд долл. понадобится на реализацию проектов развития энергетической и транспортной инфраструктуры общерегионального значения. Наименее капиталоемкая часть программы – проекты сооружения высоковольтных линий электропередач, подключение к ОЭС Сибири и Дальнего Востока (табл. 4). Наиболее капиталоемкая часть – создание наливных терминалов, которое оценивается в 14,5 млрд долл. США.

Самым напряженным будет период 2014–2017 гг. В эти годы наряду со строительством общерегиональных объектов необходимо полностью создать систему наливных терминалов и приобрести парк специализированных цистерн для ввода мощностей первых очередей нефтегазохимических комплексов. При современных проектируемых сроках ввода НХК и ГХК требуется в 2012–2017 гг. освоить 57% прогнозируемых объемов инфраструктурных инвестиций.

Как видно из табл. 4, инфраструктурные ограничения в Республике Саха (Якутия) могут сыграть решающую роль при выборе района размещения газохимического комплекса, предназначенного для переработки газа Чаяндынского месторождения, поскольку необходимые

Таблица 4

Инвестиции в региональную инфраструктуру и парк специализированных цистерн для обеспечения нефтегазохимических комплексов в 2012–2030 гг., млн долл. США

Регион размещения НХК и ГХК	Высоковольт. линии электропередач	Желез. и авт. дороги	Парк специализир. цистерн	Налив. терминалы	В с е г о
Восточная Сибирь	790	2975	1182	3688	8635
Якутия	800	5560	1460	1366	9186
Амурская обл.	1320	–	290	912	2522
Приморский край	–	–	430	8570	9000
И т о г о	2910	8535	3362	14536	29343

вложения в инфраструктуру в Амурской области в 3,6 раза ниже, чем в Якутии. Для Амурского ГХК таким ограничением являются проекты развития энергетических сетей, тогда как для предприятий, планируемых в Якутии, сдерживающий фактор – темпы реализации проектов железнодорожного и автодорожного строительства. Район размещения Южно-Якутского ГХК уже в настоящее время надежно обеспечивается относительно дешевой электроэнергией от Нерюнгринской ГРЭС. Имеются железная дорога Тында – Беркакит – Томмот и федеральная автомагистраль «Лена», по которым можно поставлять оборудование для строительства комплекса, однако для обеспечения надежного транспортного потока готовой продукции ГХК на рынки сбыта необходимы значительные инвестиции для ввода в постоянную эксплуатацию железнодорожного участка Беркакит – Томмот уже в 2012–2017 гг. В этой связи окончательный выбор места размещения ГХК, работающего на якутском сырье, зависит от согласованности инвестиционных намерений в реализации проектов ОАО «Газпром», РАО «Российские железные дороги» и государственных решений по срокам ввода и объемам финансирования строительства энергетических сетей.

В целом потребности в инвестициях для развития инфраструктуры в районах размещения нефтегазохимических комплексов в Вос-

точной Сибири (8,6 млрд долл. США) сопоставимы с инвестициями, предусмотренными инфраструктурной программой Республики Саха (Якутия) (9,2 млрд долл. США). Однако существенно различаются их направления. Так, в Республике Саха (Якутия) наиболее капиталоемкая часть – развитие транспортных сетей (требует 5,56 млрд долл. США), тогда как в Восточной Сибири более половины требуемых объемов необходимо вложить в создание наливных терминалов и парка цистерн. Тем не менее, по нашему мнению, факторами, определяющими сроки создания Саянского и Богучанского газохимических комплексов, являются высокие организационно-экономические риски, связанные с переделом собственности в нефтегазовом секторе, и, соответственно, изменение инвестиционных намерений и проектов у компаний, использующих углеводородное сырье.

Саянский ГПК – наиболее предпочтительный проект с точки зрения обеспеченности транспортной и энергетической инфраструктурой. Самым жестким ограничением для него является неопределенность с обеспечением сырьем вследствие неопределенности сроков разработки Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области.

Проект Богучанского ГХК, который предполагается разместить в п. Карабула Красноярского края, тоже имеет высокую инфраструктурную обеспеченность и для него также комплексно проработаны технологические и инфраструктурные решения, включая создание подземных хранилищ гелия в районах размещения ГПЗ (гелий будет храниться в резервуарах в каменной соли, куда будет закачиваться методом подземного растворения) [4]. Помимо искусственных резервуаров для хранения гелиевого концентрата могут быть использованы и природные ловушки газа. После переработки часть этана будет поставляться на установку по производству этилена, которую предполагается построить в рамках единого технологического комплекса с ГПЗ; другая часть будет вместе с сухим метаном закачиваться в газопровод Карабула – ЕСГ (Нижняя Пойма) протяженностью 200 км. Этилен будет поставляться на внутренний и внешний рынки по железной дороге от ст. Карабула. Пропан-бутановая смесь также от железнодорожного терминала в п. Карабула будет отгружаться потребителям.

Конденсат будет поставляться по железной дороге в другие регионы страны и на экспорт.

Тем не менее создание Богучанского ГХК неоднократно отодвигалось на более поздний срок в связи с изменением стратегии освоения эвенкийских нефтяных и газовых месторождений. Другой фактор неопределенности – сроки окончания строительства Богучанской ГЭС. Неопределенность намерений компаний влечет за собой высокие государственные риски в проектах государственно-частного партнерства по развитию инфраструктуры ВСНГК. Уже в настоящее время в связи с неопределенностью состава и сроков создания объектов в рамках программы освоения Нижнего Приангарья корпорация регионального развития в Нижнем Приангарье в ходе упреждающей инфраструктурной подготовки территории несет большие инвестиционные риски.

Выполненная нами прогнозная оценка потребности в инвестициях для реализации программы развития нефтегазохимии и сопряженных с ней проектов создания общерегиональной транспортной и энергетической инфраструктуры показывает, что в период 2012–2030 гг. необходимо освоить 69,34 млрд долл. США, из них свыше 29,34 млрд долл. США – вложения в инфраструктуру (табл. 5).

По-видимому, самым серьезным инфраструктурным ограничением как по уровню затрат (17,98 млрд долл. США, или 26% совокупных вложений), так и по срокам освоения новых технологий может стать создание высокотехнологичной специализированной терминальной инфраструктуры для подготовки сырья, хранения и транспортировки готовой продукции, а также специализированного подвижного состава для перевозки жидких углеводородов и сжиженного гелия. С точки зрения реализации проектов наливных терминалов и обеспечения специализированным транспортом относительное преимущество имеет Саянский ГХК, где на каждый доллар производственных инвестиций потребуется 0,46 долл. на развитие терминальной инфраструктуры. У Амурского ГХК и Южно-Якутского ГХК капиталоемкость выше: у того и другого 0,5 долл. вложений в инфраструктуру на 1 долл. производственных инвестиций.

Таблица 5

Потребность в инвестициях для реализации программы развития нефтегазохимии и инфраструктурных проектов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) в 2012–2030 гг., млн долл. США

Регион размещения НХК и ГХК	Инвестиции			
	в производство ГХК и НХК	в спец. транспорт и терминальн. инфраструктуру	в энергет. и транспорт. инфраструктуру	в с е г о
Восточная Сибирь	9700	4870	3765	18335
Республика Саха (Якутия)	5600	2826	6360	14786
Амурская обл.	2400	1202	1320	4922
Приморский край	22300	9000	–	31300
И т о г о	40000	17898	11445	69343

В настоящее время ОАО «Газпром» ведет переговоры с зарубежными компаниями об их участии в строительстве газоперерабатывающих предприятий (с необходимой инфраструктурой). В первую очередь речь идет о корпорациях Японии, Кореи, Германии и Китая. Также возможные партнеры – Индия и Малайзия. Они проявляют интерес к таким проектам. Координировать создание перерабатывающих мощностей на Востоке России будет компания «Газпромпереработка». Эта же компания станет курировать строительство заводов для производства различных видов синтетического жидкого топлива.

Рассмотрим теперь конкурентные позиции регионов по капиталоемкости инфраструктурного обеспечения с точки зрения интересов нефтегазовых компаний: ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть». Объемы переработки газа на предприятиях Амурского, Саянского и Южно-Якутского газохимических комплексов сравнимы, поэтому возможно сравнение регионов по удельным затратам на инфраструктурное обеспечение на единицу производственных инвестиций в ГХК и НХК. По нашим расчетам, на каждый доллар производственных инвестиций в создание объектов нефтегазохимии потребуется вложить

в развитие инфраструктуры: в Восточной Сибири – 0,84 долл. США, в Амурской области – 1,05 долл., тогда как в Якутии – 1,64 долл.

В целом инвестиции в развитие инфраструктуры составят 42% от общих вложений, направленных на реализацию всей совокупности проектов развития нефтегазохимии, но собственно доля общерегиональной инфраструктуры составит 17%, что сравнимо с соотношением инфраструктурных затрат в валовых инвестициях в проектах, осуществляемых в европейской части страны. В этой связи можно подвергнуть сомнению сложившийся стереотип о неразвитости инфраструктуры в Сибири и на Дальнем Востоке как главном факторе, удорожающем размещение и развитие перерабатывающих комплексов. Для реализации проектов в Восточной Сибири на 1 долл. США производственных инвестиций потребуется 0,38 долл., в Амурской области – 0,55 долл., а в Якутии – 1,13 долл.

Таким образом, по всем показателям относительной эффективности вложений в создание нефтегазохимических комплексов с учетом сопряженных инвестиций в развитие инфраструктуры проекты создания ГХК и НХК в Восточной Сибири имеют явное преимущество в сравнении с проектами создания таких комплексов в Республике Саха (Якутия) и Амурской области. Поскольку реализация проектов развития общерегиональной энергетической и транспортной инфраструктуры, как правило, финансируется государством, можно сказать, что предлагаемая корректировка в последовательности осуществления стратегии создания нефтегазохимических комплексов отражает и государственные приоритеты.

Вместе с тем требует дополнительных исследований проект Южно-Якутского ГХК в сравнении с Амурским ГХК с точки зрения обеспечения комплексности использования сырья и масштабов производства, выпуска конкурентоспособной продукции.

Предложенные для обсуждения результаты анализа реализуемости инфраструктурных проектов в соответствии с целевыми ориентирами развития нефтегазохимии, определенными ОАО «Газпром», показали необходимость значительной корректировки Генеральной схемы комплексного использования углеводородного сырья на период до 2030 года в части эшелонирования во времени стратегии развития

нефтегазохимии на востоке страны, согласования ее с проектами развития энергетической и транспортной инфраструктуры в федеральных стратегических документах Министерства промышленности и энергетики РФ, Министерства транспорта РФ и РАО «Российские железные дороги».

Важно определиться с рыночной стратегией ОАО «Газпром» в реализации продукции нефтегазохимии. Нужны дополнительные исследования емкости внутреннего рынка Сибири и Дальнего Востока, определение мер по стимулированию его расширения, последовательного вытеснения импортной нефтегазохимической продукции. Расширение внутреннего рынка сбыта продукции повысит конкурентные позиции ГХК и НХК, уже существующих и планируемых к созданию в Восточной Сибири, в приоритетах нефтегазовых компаний и ОАО «Газпром».

Преодоление инфраструктурных ограничений развития нефтегазохимии и комплексного освоения углеводородного сырья состоит не столько в финансировании инфраструктурных проектов, сколько в организации разработки и реализации крупных государственных программ формирования нефтегазового комплекса и в управлении этим процессом. На первый план выходят проблемы согласования сроков реализации проектов развития нефтегазохимии и транспортно-энергетической инфраструктуры, согласования технических и технологических параметров общерегиональных инфраструктурных проектов с параметрами проектов терминальной инфраструктуры и обеспечения подвижным составом ГХК и НПЗ, обеспечения технической безопасности перевозки жидких фракций углеводородов и сжиженного гелия.

* * *

Современная практика проектирования транспортной и энергетической инфраструктуры районов размещения объектов нефтегазохимии в условиях ведомственности приводит к разрозненности во времени, общей несбалансированности проектов развития нефтегазохимии и инфраструктуры, высоким государственным рискам, связан-

ным с упреждающим созданием транспортной и энергетической инфраструктуры, обусловленным неопределенностью стратегических интересов нефтегазовых компаний.

Актуальна не только разработка комплексных территориальных проектов развития инфраструктуры, но и тесная государственная координация деятельности российских министерств (Минпромэнерго, Минтранса, Минэкономразвития, Минфина, Минрегиона) как в процессе разработки проектов, так и, что еще более важно, в процессе реализации программы развития нефтегазохимии. Необходимо создание эффективных инструментов влияния государства на инвестиционную политику нефтегазовых компаний. Требуется снижение управленческих рисков в области недропользования. Антимонопольную политику Правительства РФ необходимо направить на реализацию конкурентных преимуществ Саянского комплекса и Ковыктинского нефтегазоконденсатного месторождения, чтобы не произошло обесценения уже осуществленных инфраструктурных инвестиций.

Получить общий социально-экономический эффект возможно только посредством координации на государственном уровне сроков и интенсивности реализации совокупности инфраструктурных проектов и проектов создания нефтегазохимических комплексов на востоке страны, а также государственной программы освоения нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Но в настоящее время в составе аппарата Правительства РФ такого органа нет.

Литература

1. Харитонов В.Н., Вижина И.А. Эффективность стратегий и региональные риски формирования Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса // Проблемы прогнозирования. – 2009. – № 5. – С. 85–98.
2. <http://www.e-plastic.ru/main/news?id=2168&page=177> (дата обращения 03.08.10).
3. «Печора СПГ» обойдет Штокман [Эл. ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kommersant.ru/doc.aspx?DocsID=1375825> (дата обращения 26.07.2010).
4. Газоперерабатывающий завод [Эл. ресурс]. – Режим доступа: <http://www.krdc.ru/investment/investment/enterprise/npk/> (дата обращения 15.07.2010).