

4. <http://www.gazprom-neft.ru/> - официальный сайт ПАО «Газпром нефть»
5. <http://tomsk-tr.gazprom.ru/> - официальный сайт ООО «Газпром трансгаз Томск»
6. Громцова О.В. Инновационная активность персонала. Автореферат диссертации на соискание степени кандидата эконом. наук. ТГУ., Томск, 2006. 26 с.
7. Майкл Экономидес, Рональд Олини. «Цвет нефти. Крупнейший мировой бизнес: история, деньги и политика». 2014г
8. Дэниел Ергин. «Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть». 2015 г.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ

А.Э. Волков, А.А. Марина

Научный руководитель – доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На место Дальнего Востока в экономическом и социальном развитии России заставляет взглянуть по-новому опережающее развитие в сравнении с общемировыми показателями стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Преимуществами Дальнего Востока, прежде всего, являются наличие внешней границы и протяженного морского побережья как возможность для социально-экономического сотрудничества, наличие развитой портовой инфраструктуры, экономико-географическое положение (кратчайшие транспортные маршруты Восток - Запад) в АТР.

Энергетический рынок Азиатско-Тихоокеанского региона является достаточно привлекательным для российских нефтегазовых компаний. Доля АТР в совокупном экспорте российского газа, согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», составит до 20%.

В соответствии с программой создания единой системы транспортировки, газоснабжения и добычи газа на Дальнем Востоке с учетом возможного экспорта газа на рынки стран АТР планируется разработка газовых ресурсов Дальнего Востока с помощью формирования Якутского (на базе Чаяндинского месторождения), Сахалинского (на базе месторождений шельфовой зоны острова Сахалин) центров добычи.

Запасы Чаяндинского месторождения по категории С1+С2 составляют 1,24 трлн. м³ газа, 68,4 млн. т нефти и конденсата. Оператором месторождения является ПАО «Газпром». К месторождениям шельфовой зоны Сахалина относятся месторождения, открытые в рамках проектов под общим названием «Сахалин». В рамках проекта «Сахалин-1» была предусмотрена разработка нефти и газа в районе, включающем месторождения Чайво, Одопту-море и Аркутун-Даги. Объем извлекаемых запасов района оценивается в 485 млрд. м³ природного газа.

Проект Сахалин-2 предусматривает разработку Пильтун-Астохского нефтяного месторождения и Лунского газового месторождения с попутным газовым конденсатом и нефтяной оторочкой. Запасы Лунского месторождения составляют 182,4 млн. т нефти и 633,6 млрд. м³ газа. Оператором проекта является компания «Сахалин Энерджи».

Предполагается, что газотранспортной системой, транспортирующей добываемый природный газ Якутского и Сахалинского центров газодобычи, будет являться магистральный газопровод «Сила Сибири», строительство которого началось в 2014 г. Планируется также, что «Сила Сибири» будет наполнять станцию по производству сжиженного природного газа, которая будет производить СПГ для экспорта в Японию и поставлять сырьё для проектируемого нефтехимического комплекса в Приморском крае.

Наряду с трубопроводным транспортом газа активно развиваются проекты в области производства и транспорта сжиженного природного газа (СПГ). Поставки СПГ в сочетании с хорошо развитой газотранспортной инфраструктурой позволят повысить эффективность экспорта газа с одновременным выходом на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона. В рамках проекта "Сахалин-2" проведен ввод в эксплуатацию первого в России завода по производству СПГ. Построенный «Сахалин Энерджи» завод по производству сжиженного природного газа в 2015 году произвел 10,8 миллиона тонн (эквивалент 14,9 миллиарда кубических метров природного газа) СПГ, который затем транспортировался в страны АТР судами покупателей и танкерами-газовозами.

Дальний Восток играет важную роль в транспортном обеспечении внешней торговли с такими странами АТР, как Япония (98 процентов).

Япония - один из наиболее перспективных и привлекательных рынков сбыта природного газа [1], так как его потребление продолжает расти, что обусловлено увеличением доли тепловых электростанций, которые используют в качестве топлива природный газ, растущим потреблением газа домохозяйствами и коммерческим сектором, отказом от использования атомной энергии после аварии на АЭС Фукусима, ужесточающимися экологическими стандартами, вследствие чего нефть вытесняется природным газом.

Япония является крупнейшим в мире импортером сжиженного природного газа (СПГ) в силу специфики отраслевой структуры хозяйства и географического положения, данная страна импортирует более 95% природного газа. В тоже время стремление Японии к энергетической независимости стимулирует к разработке нетрадиционных источников углеводородного сырья, в частности газогидратов [3]. На данный момент, экспериментальной добычей гидратов в Японии занимается японская госкомпания JOGMEC (Japan Oil Gas & Metals National Corp) в Наккайской впадине. Основным сдерживающим фактором является высокая себестоимость 1 тыс. м³ добытого природного газа, которая варьирует в диапазоне \$400-1200. В связи с этим основным энергетическим источником для Японии является импортируемый природный газ.

Рост мировой торговли газом сопровождается расширением газотранспортных инфраструктур, как трубопроводной, так и танкерной. Хотя трубопроводы исторически стали первым средством доставки газа на рынки, танкеры СПГ в последнее десятилетие стали составлять им существенную конкуренцию по удельной стоимости транспортировки, гибкости, режимам поставки и другим критериям эффективности. Есть основания предположить,

что эта тенденция будет продолжена, поскольку конкурентные преимущества СПГ по сравнению с газом, транспортируемым по газопроводам, в первую очередь морским, будут нарастать.

Цель расчета и сравнительного исследования заключается в оценке перспективности транспортировки природного газа в Японию с помощью газопровода и транспортировки СПГ танкерами-газовозами.

Для проведения сравнительного анализа мы использовали данные журнала Japan Business Press [1]. В нем приводятся расчеты японской стороны касательно транспортировки природного газа. Затраты на строительство газопровода мощностью 25 млрд. кубометров в год составят \$ 6 млрд., газопровод может быть запущен уже в 2022 году. Себестоимость транспортировки газа по трубопроводу составит около 30 \$ за 1000 метров кубических.

СПГ доставляют на рынок специальными танкерами-газовозами. По данным специалистов [2], затраты Z_{tr} на транспортировку СПГ определяются по формуле:

$$Z_{tr} = (h_{cap} + h_{op}) \left(\frac{2L}{u} + t_l \right) + P_{fuel} \left(\eta_v \frac{2L}{u} + \eta_p t_l \right) + S_p = 532152,66$. \quad (1)$$

где h_{cap} - суточная амортизация ($h_{cap} = 43$ тыс.\$/сут); h_{op} - суточные операционные затраты для судна, вмещающего объем СПГ $V_g = 145$ тыс. м³ ($h_{op} = 15$ тыс.\$/сут); L - расстояние между терминалами портов погрузки и разгрузки (портом «Пригородное» и портом Исикари на заливе Строганова) ($L = 457$ км); u - скорость танкера-газовоза ($u = 888$ км/сут); t_l - время погрузки-разгрузки ($t_l = 3$ сут.); P_{fuel} - стоимость топлива; η_v - расход ходового топлива ($\eta_v = 180$ т/сут.); η_p - расход топлива в порту ($\eta_p = 40$ т/сут.); S_p - портовый сбор ($S_p = 220$ тыс. долларов).

При расчете стоимости транспортировки необходимо учитывать то, что 5% СПГ остается для поддержания давления в емкостях-танках, также емкости обычно заполняются на 98%. Тогда вводится суммарный коэффициент использования танкера-газовоза $\mu = 0,93$. Величина $\xi L/u$ представляет собой долю потерь газа на выкипание, $\xi = 0,12$ %/сут. 1 м³ СПГ соответствует примерно 618 м³ природного газа, стоимость транспортировки 1 тысячи кубометров газа определяется по формуле:

$$C_{tr} = \frac{Z_{tr} \cdot 1000}{618 \cdot \mu V_g (1 - \xi L / u)} = 68$ \quad (2)$$

При условии экспорта в Японию транспортировка газа с помощью газопровода оказалась более выгодной. При сравнении перспектив строительства газопровода и поставок СПГ следует учесть, что проект строительства газопровода сопряжен со значительными экономическими и экологическими рисками со стороны обеих стран. В силу экономических соображений Российская сторона отдает приоритет проекту транспортировки СПГ танкерами-газовозами [5].

Текущая заинтересованность Японии проектом строительства газопровода вызвана не только низкой стоимостью трубопроводного газа по сравнению с СПГ, но и сравнительно небольшим объемом российского газа на японском рынке. Однако, по мнению «Газпрома», строительство газопровода нецелесообразно как с экономической, так и с технической точек зрения.

Задачей России в контексте развития российско-японского газового сотрудничества является привлечение японского опыта и технологий для совместного строительства терминала сжиженного природного газа в Приморском крае и расширения терминала на острове Сахалин. Участие японских компаний позволит реализовать проекты в запланированные сроки и начать поставки газа до того, как предложение СПГ на рынке АТР превысит спрос. Либерализация российского экспорта СПГ в АТР является значительным шагом, направленным на активизацию конкуренции российских компаний с зарубежными.

Литература

1. <http://jbpress.ismedia.jp/articles/-/46761> (дата обращения 10.12.2017).
2. Oil & gas security. Emergency response of IEA countries: Japan, 2013 // International Energy Agency. Paris, 2013. [Электронный ресурс]. URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/2013_OSS_Japan.pdf (дата обращения: 20.10.2013 г.).
3. Шарф И. В., Малетин В. А. Государственно-частное партнерство при освоении газогидратов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. Т. 2. — Томск, 2017. — 2017. — Т. 2. — С. 773-774.
4. Босова И. Ю., Орлов Ю. Н. Модель нестационарной цены безубыточности проекта производства СПГ // Препринты Института прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН. — 2011. — №. 0. — С. 51-25.
5. Реутов Д. А. Вызовы и перспективы российско-японского газового сотрудничества // Ойкумена. Регионоведческие исследования. — 2013. — №. 4 (27).