

Новый газопровод Восточная Сибирь – Тихий океан: проблемы и перспективы

© 2012. М.М. Шац, к.г.н., в.н.с.,

Институт мерзлотоведения им. П.И.Мельникова Сибирского отделения РАН,
e-mail: shatz@mpi.ysn.ru

Освещены актуальность создания новой магистральной газопроводной системы «Якутия-Хабаровск-Владивосток», сложная природная обстановка зоны влияния трубопровода. Охарактеризованы геоэкологические проблемы, свойственные всем стадиям освоения территории.

The article highlights the relevance of the new trunk gas pipeline system “Yakutia-Khabarovsk-Vladivostok”, as well as challengeable natural environment of within the pipeline influence. Geoenvironmental problems inherent in all the phases of the territory development are presented.

Ключевые слова: магистральная газопроводная система, зоны влияния трубопровода, стадии освоения территории

Keywords: trunk gas pipeline system, the zone of the pipeline system influence, phases of territory development

Введение

В последнее время ОАО «Газпром» реализует несколько стратегических проектов, ориентированных на удовлетворение нужд российских и зарубежных потребителей, главным образом из стран Азиатско – Тихоокеанского региона. Среди этих проектов выделяются: освоение газовых ресурсов полуострова Ямал и арктического шельфа, Восточная газовая программа, строительство подводных газопроводов «Северный поток» и «Южный поток», газификация отдельных регионов.

Очевидно, что жителей Якутии, в первую очередь, интересует реализация Восточной газовой программы, а конкретно – создание Якутского центра газодобычи на базе Чаяндинского месторождения.

В общероссийском объёме природного газа доля всего востока страны (Красноярский край, Иркутская область, Якутия, Сахалин, Чукотка и пр.) не превышает 27%. Так что стратегия «Газпрома», одобренная руководством РФ, в полной мере совпадает с интересами субъектов Дальнего Востока и Восточной Сибири. Создание газопроводной системы привлечёт огромные инвестиции, квалифицированные кадры, появятся новые рабочие места, высокотехнологичные производства и так далее. Это пойдет на пользу бюджету России и росту её геополитического влияния [1].

Состояние проблемы

Как известно, последние десятилетия в Якутии активно развиваются новые, ориентированные на использование углеводородов, отрасли. Среди составляющих основное богатство республики минерально-сырьевых ресурсов, задействованных в последние десятилетия нефть и газ занимают одно из ведущих мест. Все открытые и разведанные к настоящему времени месторождения углеводородов находятся в западной и юго-западной частях Якутии – в бассейнах нижнего Вилюя и верхней Лены.

Согласно оценкам академика РАН А. Конторовича, начальные ресурсы нефти и газа по всем перспективным территориям Западной Якутии составляют в целом более 20 млрд т условных углеводородов, из которых к последнему времени к освоению подготовлено только около 10% ресурсов нефти и примерно 14% – природного газа [2].

В этой отрасли выделяется несколько направлений, связанных с собственно добычей углеводородов, их транспортировкой и переработкой, каждое из которых характеризуется своеобразным комплексом геотехнических проблем и геоэкологических последствий освоения.

В геологическом плане эти районы изучены сравнительно хорошо, но крайне неравномерно. С полным основанием здесь можно ожидать открытие новых нефтегазовых пло-

щадней. Весьма важным обстоятельством, определяющим актуальность отрасли, является их близость к местам с развитым промышленным производством с разветвлённой инфраструктурой.

Особо отметим, что разработка нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений вообще, а на севере – особенно, относится к числу экологоёмких производств. Отрицательное влияние объектов добычи, транспортировки и переработки жидких и газообразных углеводородов на окружающую среду связано с загрязнением атмосферы, почвенно-растительного покрова, природных вод, с изменением инженерно-геологических, геокриологических и гидрогеологических условий. Часть этих последствий носят региональный характер [3 – 5].

В процессе разработки месторождений углеводородов, их переработки, нефтехимического синтеза в атмосферу поступают углеводороды низкокипящих фракций сырых нефтей; газы, растворённые ранее в нефти и попутных пластовых водах (сероводород, двуокись углерода, азот, метан, этан, пропан); газы перерабатывающих нефтехимических производств (сероводород, двуокись серы, окись углерода, окислы азота, отдельные алканы и ароматические углеводороды) [6, 7].

Загрязнение воздушной среды углеводородами происходит в результате их испарения при разливах нефти на земной и водной поверхностях, из резервуаров для хранения сырой нефти и нефтепродуктов при атмосферном давлении, при выбросах газа из скважин, дегазации сточных вод в открытой канализации и т.д.

Загрязнение поверхностных вод происходит за счёт сброса части промысловых сточных вод и поступления углеводородов с атмосферными осадками. Компоненты сточных вод поступают в водотоки при инфильтрации из накопителей.

Загрязнение грунтовых вод углеводородами довольно часто происходит в результате инфильтрации сырой нефти через зону аэрации при фонтанировании нефтяных скважин и аварийных прорывах нефтепродуктов.

Загрязнение водоносных горизонтов происходит, главным образом, за счёт утечек и инфильтрации буровых растворов, утечек сырой нефти, подтока минерализованных пластовых вод [6]. Кроме того, в них присутствуют хроматы, ванадаты, нефтепродукты и сырая нефть.

Все перечисленные виды преобразований природной среды при разработке месторожде-

ний углеводородов относятся к категории площадных и связаны с воздействием как на поверхностные геосистемы, так и на глубокие, до нескольких километров, горизонты горных пород. Несколько отличный характер геоэкологических последствий деятельности, ориентированной на транспортировку углеводородов. При их создании и эксплуатации, основному воздействию подвергаются поверхностные компоненты природной среды в узкой, не более первых сотен метров, полосе трасс, а более глубокие горизонты горных пород длительное время остаются практически ненарушенными.

Игнорирование этих особенностей, недостаточное изучение последствий нарушения естественных процессов тепло-и массообмена в горных породах вызывают серьезные осложнения при строительстве и эксплуатации линейных объектов нефтегазового комплекса – трубопроводов.

История проекта

О намерениях руководства «Газпрома» и «Транснефти» обсудить возможность прокладки газовой трубы вдоль трассы Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) заявил в середине прошлого десятилетия президент «Транснефти» С. Вайншток. Вице-президент «Транснефти» С. Григорьев рассказал «Ведомостям», что в начале 2005 года «Газпром» обращался в его компанию «с вопросом о возможности использования коридора ВСТО для газовой трубы».

Этот вариант логичен, отмечали специалисты, он удешевит оба проекта за счёт экономии на землеотводах, инфраструктуре. Но судьба новой трубы «Газпрома» могла определиться только после утверждения правительством Восточной газовой программы, включающей 15 вариантов развития месторождений региона.

В 2006 г. идею построить газопровод вдоль ВСТО поддержало правительство Якутии. По расчётам, на месторождениях республики можно в течение 50 лет ежегодно добывать не менее 35 млрд м³ газа. Учитывая запасы Ковыктинского месторождения и попутный газ нефтяных месторождений Восточной Сибири, мощность газопровода могла бы достичь 80 млрд м³ газа в год и иметь ответвление на Китай, а на побережье Тихого океана нужно построить завод по сжижению газа.

Кризисные явления последних лет в мировой экономике достаточно серьёзно ударили по объёмам добычи «Газпрома». Падение со-

ставило 16% – с 551 млрд м³ природного газа в 2008 г., до 464 млрд в 2009 г. На фоне снижения добычи в целом по отрасли в 12% – с 663 (2008 г.) до 584 млрд м³ (2009 г.), подобная тенденция выглядит особенно показательно. Высокое снижение добычи на 16% против 12% по отрасли, объясняется тем, что более половины поставок голубого топлива «Газпрома» ориентировано на внутренний рынок, а в России спад производства был значительно меньше, чем за рубежом, что негативно сказалось на потреблении энергоносителей [8].

Совещание по вопросам реализации «Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Саха (Якутия)» и формирования Якутского центра газодобычи в рамках реализации Восточной газовой программы состоялось в Якутске в 2010 г. Выступая на нём А. Миллер подчеркнул, что реализация Восточной газовой программы является стратегическим приоритетом в работе «Газпрома». Он особо отметил жёсткие сроки, поставленные государством по вводу в эксплуатацию первоочередных объектов в Якутии: начало строительства газотранспортной системы «Якутия – Хабаровск – Владивосток» – 2012 год, начало добычи нефти на Чаяндинском месторождении – 2014 г., газа – 2016 год. Одновременно в 2016 году должны быть введены в эксплуатацию первоочередные мощности по газопереработке и газохимии. Их создание является важной составной частью эффективного освоения Чаяндинского месторождения, газ которого имеет сложный компонентный состав и в том числе, содержит гелий.

А. Миллер отметил, что проектирование объектов добычи, транспортировки и переработки углеводородов должно быть ускорено, это необходимо для синхронизации с целым рядом инфраструктурных проектов на территории Якутии, которые будут реализованы с привлечением средств федерального бюджета. Сегодня в республике активно формируется новая энергоснабжающая, сетевая и транспортная инфраструктура, и закладываемые проектные решения должны быть оптимальными, учитывающими, в том числе, потребности газодобычи [8]. Принципиальным для эффективного развития Якутского центра газодобычи станет обеспечение оптимальной загрузки ГТС «Якутия – Хабаровск – Владивосток» – не менее 30 млрд м³ газа в год. Этого можно достичь только за счёт подключения всех газовых ресурсов региона и «Газпром» подал в Федеральное агентство по недропользованию заявки на получение прав пользования

недрами Среднетюнговского, Тас-Юряхского, Соболюх-Неджелинского и Верхневиллючанского месторождений, включённых в фонд месторождений федерального значения [9, 10].

Характеристика природных условий трассы

Очевидно, что в настоящее время могут быть освещены природные условия только прилегающего к ВСТО и относительно неплохо изученного варианта трассы [5, 11–13]. Ранее были освещены [14] природные условия трассы и отмечено, что территории, на которые распространяется влияние трубопровода, отличаются сложными природными условиями. В первую очередь – это высокая сейсмичность и динамичность мерзлотной обстановки. Многолетнемерзлые породы (ММП) на большей части трассы имеют преимущественно массивно островное и островное, редко прерывистое, по площади и сплошное по вертикали распространение. Их мощность колеблется от нескольких до 400 м и более, а среднегодовые температуры на подошве слоя их сезонных колебаний (8–12 м) изменяются в среднем от 0 до –4; –6 °С [12].

Геоэкологические и геотехнические условия проекта

Отдельные участки трассы существенно отличаются по особенностям прокладки трубы. Наиболее благоприятны в этом отношении участки с близким к поверхности залеганием пород коренной основы, серьёзно упрощающим условия строительства. Наиболее сложными являются участки развития каменных развалов – курумов (рис. 1, см. цветную вкладку), пучения (рис. 2, см. цветную вкладку), подземных льдов инъекционного и сегрегационного характера (рис. 3, см. цветную вкладку), термокарста и термоэрозии, где строителям могут ожидать значительные трудности технологического характера.

Также проблемным в геотехническом отношении элементом газопровода является его переход через одну из крупнейших рек страны – Лену. Учитывая опыт проектирования и строительства ВСТО, устойчивость конфигурации русла, его прямолинейность и форму поперечного сечения, а также ряд других факторов, за основу принят траншейный способ, как наиболее апробированный в разных грунтовых условиях, имеющий самую отлаженную и регулируемую технологию строительства.

Избежать подобных проблем возможно лишь при условии систематического контроля как за состоянием трубы, так и вмещающих её пород, т. е. геотехнического и геоэкологического мониторингов, реализуемых на всех этапах: изыскательском, строительном и эксплуатационном. При этом на начальном, входящем в состав изысканий этапе, основным видом работ должно стать комплексное изучение современного, т.е. близкого к естественному состоянию природной среды, в сочетании с прогнозом её возможных техногенных изменений.

На Чайндинском месторождении, запасы газа в котором оцениваются в 1 241 млрд м³, плюс 68,4 млн т нефти и конденсата, существует нефтяная «оторочка», которая, по условиям лицензионного соглашения, требует первоочередного освоения. При этом, для обеспечения соблюдения коэффициента извлечения нефти, необходимо поддерживать пластовое давление. Соответственно северный купол, содержащий порядка 26% запасов газа месторождения, будет законсервирован для разработки на 5–10 лет.

Проблемами Чайндинского месторождения являются аномально низкое начальное пластовое давление и температура газа, которые обуславливают низкую продуктивность пластов и высокую вероятность гидратообразования в призабойных зонах, стволах скважин и даже в пласте при вводе месторождения в эксплуатацию [15].

Наличие гелия, наряду с преимуществами, создаёт проблему его реализации и хранения: для хранения необходимо создание ёмкостей в соляных пластах, утилизация водного рассола от размыва ёмкостей, также требуется организация транспорта газообразного концентрата. Но все эти проблемы вполне компенсируются экономической выгодой, т.к. содержание гелия в газе Чайндинского месторождения составляет 0,58% при себестоимости газа в 81,4 долл. за тыс. м³.

Перспективы проекта

Особое значение с геоэкономической точки зрения имеет конкретное пространственное расположение системы. С самого начала рассматривались два варианта маршрута газовой трубы. Первый, так называемый «северный», вариант маршрута общей длиной 2965 км, в том числе 1312 км по территории Якутии – предполагал её размещение вдоль нефтепровода ВСТО. По этому варианту, от Чайн-

динского нефтегазоконденсатного месторождения в Юго-Западной Якутии труба пойдет на Ленск, затем в 15 км ниже по течению от Олекминска перейдет через р. Лена, далее пройдет Алдан, Чульман, Нерюнгри, Беркамит, Тынду, Сквородино и через Благовещенск подойдет к Хабаровску.

Второй, «южный», вариант предполагал прокладку газовой трубы по иному маршруту – почти на 400 км западнее ВСТО. После Ленска предполагался переход через реку Лена в 5 км ниже от поселка Иннях, а затем – по неосвоенным районам до станции БАМа Ларба, далее – Пуркан, Сквородино, Благовещенск, Хабаровск. Протяжённость трассы при этом варианте составит 2738,4 км, в том числе 990 км по территории Якутии. Этот вариант был бы гораздо короче, и, на первый взгляд, дешевле. Однако даже предварительные экономические расчёты показывают, что ситуация гораздо сложнее.

По плану реализации Восточной газовой программы, строительство её важнейшего компонента – Якутского центра газодобычи начнется в 2012 году, а еще через два года на Чайндинском месторождении начнут опытно-промышленным способом добывать нефть. До газа же очередь дойдет в 2016 г., а одновременно должны быть введены в эксплуатацию первые очереди предприятий по газопереработке. Это особенно важно учитывая большие содержания ценного компонента – гелия. Итак, в 2016 г. якутский газ должен будет пойти по газотранспортной схеме на Дальний Восток и далее на экспорт. По имеющимся прогнозам, в итоге реализации Восточной газовой программы, в 2016 году доходная часть бюджета республики от нефтегазовой отрасли в три раза превысит самые крупные на сегодня поступления от АЛРОСА. Помимо этого, «Газпром» обещает принять непосредственное участие в газификации республики и построить магистральные газопроводы, что будет отражено в специальной республиканской программе на 2012–2016 гг. Участие «Газпрома» в газификации республики позволит поднять её уровень до приемлемого: своими силами республика в состоянии провести газ только в ограниченное число поселений, а уровень газификации в Якутии на сегодня чуть больше 20%, при среднем по России 62%. После начала промышленной добычи газа предполагается трехкратный рост ВРП республики.

В конце февраля и начале марта, «северный» вариант газопровода был согласован с Иенгринским национальным наследием, со ста-

рательскими артелями «Нирунган» и «Пламя», имеющими лицензии на золотоносные участки по пути газопровода в Нерюнгринском районе Якутии, и горно-металлургическим комбинатом «Тимир». При принятии решения были также учтены недостатки южного варианта: удалённость от транспортных коммуникаций, пересечение на участке длиной 69 км ресурсного резервата республиканского значения Саха Чаруода, находящегося под контролем Всемирного фонда дикой природы, сложный горный рельеф, а также высокую сейсмичность в районе поселка Хани Нерюнгринского района.

На совещании по развитию ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока было отмечено, что за последние годы была заложена фактически новая энергетическая база Восточной Сибири и Дальнего Востока [15]. Во многом это произошло за счёт ввода в эксплуатацию первой очереди трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан», благодаря запуску которой только в 2010 г. удалось нарастить экспорт нефти в страны АТР сразу на 45%. В общей сложности, после завершения второго этапа строительства ВСТО, в рамках проекта в регион будет инвестировано порядка 700 млрд рублей.

Продолжается активное освоение восточной нефтегазовой провинции, и, в минувшем году Россия впервые вышла на уровень добычи нефти в 505 млн. т в год и прирост в основном достигнут благодаря вводу новых крупных месторождений Восточной Сибири, таких как Талаканское, Ванкорское, Верхнечонское. Обращено внимание на необходимость добычи не только сырой нефти или газа, но и создания серьёзных мощностей по их глубокой переработке, современной нефтегазовой и газохимической индустрии, в том числе инфраструктуры по производству и использованию газового моторного топлива [9].

Наиболее важным для Республики Саха (Якутия) стало решение проанализировать и определить оптимальные варианты развития газотранспортной системы в восточных регионах страны с увязкой газотранспортных маршрутов с существующей трассой ВСТО. Это может сыграть решающую роль в выборе маршрута магистрального газопровода «Якутск – Хабаровск – Владивосток». Напомним, что до сегодняшнего дня позиции руководства республики и ОАО «Газпром» относительно этого вопроса не совсем совпадали. Как прокомментировал итоги прошедшего совещания президент Якутии Е. Борисов, во всех прозвучавших выступлениях позиция Республики Саха (Якутия) подчёркивалась и поддерживалась. В самое ближайшее время в Якутии будет реализован и уже реализуется целый ряд проектов, укладываемых в стратегию развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока [12].

Заключение

Реализация столь значимого для республики и, в целом, для страны проекта должна базироваться на ряде особых, специально разработанных и адаптированных к местным условиям технических решений. Существенно упрощает ситуацию факт, что значительная часть этих решений была подготовлена проектировщиками в тесном взаимодействии с ведущими научно-исследовательскими центрами Сибири и Дальнего Востока ещё при создании нефтепровода.

Суть проводимой государством политики состоит в создании в восточных регионах страны новых топливно-энергетических баз, которые будут способствовать повышению энергетической безопасности России, восстановлению и усилению нарушенных топливно-энергетических связей между регионами, решению многих принципиально важных задач федерального, межрегионального и регионального уровней. Создание на востоке России и в Северо-Восточной Азии развитой энергетической инфраструктуры в виде межгосударственных газо- и нефтепроводов, ЛЭП должна снизить стоимость энергоносителей, повысить надёжность энерго- и топливоснабжения как потребителей восточной части Российской Федерации, так и зарубежных стран АТР. К числу одного из важнейших условий всех упомянутых преобразований и относится создание новой мощной газопроводной системы – газового ВСТО.

Литература

1. Электронный ресурс. <http://www.finam.ru/analysis/newsitem47A3A/>
2. Электронный ресурс. http://inforotor.ru/id/persons/Viktor_Timoshilov?_blank
3. Макаров В.Н., Шац М.М. Геоэкологический мониторинг районов добычи и транспортировки углеводородов Якутии // Мониторинг криосферы: Материалы международной конференции. Пушино. 1999. С. 185–189.
4. Макаров В.Н., Шац М.М. Масштабные изменения среды Якутии связанные с промышленной дея-

тельностью // Наука и образование. 2001. Якутск. № 1. С. 109–114.

5. Шац М.М. Геоэкологические проблемы нефтегазовой отрасли Якутии // Промышленная безопасность и экология. 2009. Пермь. № 10 (43). С. 36–42.

6. Макаров В.Н. Геохимические поля в криолитозоне. Якутск: Изд-во Института мерзлотоведения СО РАН, 1998. 98 с.

7. Макаров В.Н., Шац М.М., Слепцов А.Н. Геоэкологические условия территории нефтяного комплекса Талакан-Витим // Наука и образование. 1998. Якутск. № 2. С. 100–106.

8. Электронный ресурс. <http://vestiregion.ru/2010/03/12/prezident-yakutii-i-glava-gazproma-podpisali-gensxemu-gazifikacii-respubliki/>.

9. Электронный ресурс. «<http://www.egorborisov.ru/analytics/9/1229-dfo.html>»).

10. Электронный ресурс. «[\t“_blank”](http://inforotor.ru/id/persons/Vjacheslav_Shtyrov)».

11. Фотиев С.М. Подземные воды и мерзлые породы Южно-Якутского угленосного бассейна. М.: “Наука”, 1965. 127 с.

12. Железняк М.Н., Дорофеев И.В., Сериков С.И. и др. Инженерно-геокриологические условия трассы нефтепровода ВСТО на участке Алдан-Тында // Научное сопровождение мегапроектов РС(Я). Якутск: “Дани Алмас”, 2009. С. 61–67.

13. Железняк М.Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 2005. 227 с.

14. Шац М.М. ВСТО: проблемы реальные и мнимые // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2011. № 2. С. 32–37.

15. Электронный ресурс. «<http://vestiregion.ru/2010/03/12/prezident-yakutii-i-glava-gazproma-podpisali-gensxemu-gazifikacii-respubliki/>»

VI ВСЕРОССИЙСКАЯ МИКОЛОГИЧЕСКАЯ ШКОЛА «МИЦЕЛИАЛЬНЫЙ ОБРАЗ ЖИЗНИ И ЭКОЛОГО-ТРОФИЧЕСКИЕ ГРУППЫ ГРИБОВ»

В конце июля 2012 года на Звенигородской биологической станции МГУ им. С. Н. Скадовского биологического факультета МГУ состоялась VI Всероссийская микологическая школа-конференция с международным участием «Мицелиальный образ жизни и эколого-трофические группы грибов». На школу приехало более 80 слушателей из 28 городов России, Украины и Беларуси.

В работе школы приняли участие ведущие ученые – микологи Московского, Санкт-Петербургского, Ярославского и Хельсинского Университетов, Ботанического института им. В. Л. Комарова, Института биохимии им. А. Н. Баха, Всероссийского института защиты растений, Института ботаники им. Н. Г. Холодного (Украина). Вниманию слушателей школы были представлены лекции, касающиеся различных аспектов микологии – таксономии, морфологии, цитологии, физиологии и экологии грибов.

В день приезда все участники были поселены в комфортабельные студенческие общежития, а после ужина заведующим Звенигородской биостанцией д.б.н. В. М. Гавриловым была прочитана лекция на тему: «История Звенигородской биостанции и её основатели». Звенигородская биологическая станция – замечательный уголок Подмоскovie с богатой флорой и фауной, с разнообразным растительным покровом (леса, луга, болота и т. д.), с хорошо

сохранившейся природой. Здесь на протяжении более полувека проходят летнюю практику многие поколения студентов-биологов МГУ, работали здесь и многие видные ученые-биологи.

История Звенигородской биостанции началась в 1908 году, когда студент физико-математического факультета Московского университета, а впоследствии – профессор, С. Н. Скадовский на собственные средства построил на территории Верхних дач лабораторное здание для изучения пресноводных организмов в их естественных условиях. До 1918 г. станция существовала как частное исследовательское учреждение, а затем была передана Институту экспериментальной биологии, который в то время возглавлял Н. К. Кольцов. С 1918 по 1933 гг. станция служила полевой базой для научных работ сотрудников Института. Принимали участие в работах на Звенигородской гидрофизиологической станции и сотрудники Института зоологии МГУ, в состав которого в 1934 году вошла биостанция. С этого момента существенно расширились задачи станции. Здесь сразу же начали работать молодые ученые, аспиранты и студенты МГУ, а в 1936 году впервые была проведена учебная практика студентов – зоологов.

В настоящее время биостанция сохраняет свой статус основной полевой базы биологического факультета. Ежегодно проходят учебную практику око-