

УДК 624.131.4

М.Н. Железняк¹, e-mail: fe@mpi.ysn.ru; **С.И. Сериков¹**, e-mail: grampus@mpi.ysn.ru; **М.М. Шац¹**, e-mail: mmshatz@mail.ru

¹ Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН» (Якутск, Россия).

Современное состояние и расширение нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (геоэкологические и геотехнические аспекты)

В статье проанализированы риски, с которыми пришлось столкнуться эксплуатирующей организации при строительстве и эксплуатации одного из крупнейших в стране нефтепроводов – «Восточная Сибирь – Тихий океан», находящегося в данный момент на стадии промышленной эксплуатации и расширения. К числу факторов риска относятся, в частности, высокий уровень сейсмичности региона (до 9 баллов) прохождения трассы нефтепровода и сложный характер развития сезонно- и многолетнемерзлых горных пород.

Особое внимание в статье уделено активизации экзогенных, в т. ч. криогенных процессов, таких как морозная сортировка, пучение, термокарст, термоэрозия и т. д., представляющих серьезную опасность для надежной эксплуатации комплекса. Отмечено, что принципиальным и верным с точки зрения минимизации возможных негативных последствий было решение создателей нефтепровода прокладывать его подземным способом, предложенным и обоснованным специалистами Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН и подтвердившим свою надежность при строительстве ряда производственных объектов в Якутии и Сибири. Подчеркнуто, что к числу наиболее сложных геотехнических решений, примененных в ходе строительства нефтепровода, относится возведение переходов через р. Лену в Олекминском районе Республики Саха (Якутия) и через р. Амур (Хабаровский край). Отмечено, что при создании переходов были успешно использованы новейшие технологии, существенно повысившие надежность нефтепровода в целом. Подтверждено, что оперативный контроль за состоянием преобразованных геосистем с привлечением современных технологий также позволил повысить устойчивость и надежность нефтепровода и тем самым увеличить его эффективность. Сделан вывод о необходимости применения геотехнического мониторинга на всех стадиях реализации проекта, обозначены основные задачи, которые необходимо решить при проведении мониторинга.

Ключевые слова: высокая сейсмичность, характер развития мерзлых пород, геокриологический критерий, многолетнемерзлые породы, устойчивость геосистем, подземный способ прокладки, оперативный контроль за состоянием преобразованных геосистем.

.....

M.N. Zheleznyak¹, e-mail: fe@mpi.ysn.ru; **S.I. Serikov¹**, e-mail: grampus@mpi.ysn.ru; **M.M. Shats¹**, e-mail: mmshatz@mail.ru

¹ Federal State Budgetary Academic Institution “Melnikov Permafrost Institute” of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Yakutsk, Russia).

Current State and Expansion Of “Eastern Siberia – Pacific Ocean” Oil Pipeline. Geoecological and Geotechnical Issues

The article assesses risks encountered in construction and operation of Eastern Siberia – Pacific Ocean” oil pipeline – one of the country’s largest pipelines, which is currently going through industrial operation and expansion stages. Risk factors specifically include high seismicity (up to 9 points) of the pipeline routing area and complexity of seasonally and perennially frozen rocks development.

Special attention is paid to activation of exogenetic processes, including frost ones, such as frost sorting, frost heave, thermokarst, thermal erosion, etc., which pose serious risks to reliable operation of the complex. It is noted that subsurface pipelining, which was proposed and substantiated by Melnikov Permafrost Institute experts and proved to be reliable during construction of a number of production facilities in Yakutia and Siberia, was crucial and correct decision in terms of reducing potential negative effects. It was underlined that installation of the crossings through the Lena river in Olyokminsky District (the Republic of the Sakha (Yakutia)) and through the Amur river (the Khabarovsk

Territory) was one of the most complex solutions. It is also pointed out that crossings were built with the successful use of advanced technology, which considerably improved the pipeline's overall reliability. It is confirmed that operational monitoring of modified geosystems using modern technologies has also enhanced pipeline's consistency and reliability and thus, its efficiency. It is concluded that geotechnical monitoring is required at every stage of project implementation and major challenges of this monitoring are outlined.

Keywords: high seismicity, nature of the development of frozen rocks, geocryological criteria, permafrost, the stability of geosystems, underground installation method, operational control over the state of the transformed geosystems.

В последние годы в Средней и Восточной Сибири реализуются три масштабных проекта, являющихся значимой составляющей российской государственной политики, ориентированной на повышение энергетической безопасности, усиление межрегиональных топливно-энергетических связей и решение задач разных территориальных уровней. На решение этих задач нацелено, в частности, создание двух газотранспортных систем (ГТС) – «Сила Сибири» («восточный маршрут») и «Алтай» («западный маршрут», впрочем, данный проект пока находится в стадии обсуждения и согласования), а также нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), ставшей объектом исследования, результаты которого представлены в данной статье. Целью исследования является анализ проблем, возникавших на разных стадиях реализации проекта строительства нефтепровода ВСТО в сложных природных условиях, включая выбор вариантов трассы трубопроводов, способа его прокладки, возможностей использования современных технологий на стадиях строительства и эксплуатации объекта.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН»

ВСТО – крупнейший в современной России производственный объект транспортировки нефти на российский Дальний Восток и рынки Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Строительство объекта в целом завершено,

в настоящее время осуществляется его постепенное расширение и совершенствование. Результатом продолжающегося в настоящее время соединения ВСТО с существующими магистральными трубопроводами ПАО «Транснефть» станет формирование единой сети, которая обеспечит оперативную транспортировку нефти с таких находящихся на разных стадиях освоения нефтегазоконденсатных (НГКМ) и нефтяных месторождений Восточной Сибири, как Чаяндинское, Среднеботуобинское, Таас-Юряхское, Бес-Юряхское, Иреляхское, Мирнинское, Северо-Нелбинское, Хотого-Мурбайское, Ковыктинское и др., в западном и восточном направлениях. Формирование единой транспортной сети будет способствовать не только активизации процесса освоения месторождений, но и решению таких задач внешнеэкономической деятельности, как экспорт нефти в Китайскую Народную Республику, Японию и другие государства АТР.

Линейная часть трассы первой очереди нефтепровода проходит по маршруту «Тайшет (Иркутская обл.) – Усть-Кут (Иркутская обл.) – Ленск (Республика Саха (Якутия)) – Алдан (Республика Саха (Якутия)) – Сковородино (Амурская обл.)» с завершением в специальном морском нефтяном порту (СМНП) Козьмино (Приморский край). Таким образом, на территорию Якутии приходится 1458 км трассы, на территорию Иркутской обл. – 984 км, Амурской обл. – 252 км.

По срокам ввода в эксплуатацию система ВСТО делится на два элемента: ВСТО-1 и ВСТО-2.

В структуру ВСТО-1, строительство которого было начато в апреле 2006 г., вошли ветка «Тайшет – Сковородино» общей протяженностью 2,694 тыс. км, с мощностью перекачки до 30 млн т/год, семь нефтеперекачивающих станций (НПС) и СМНП Козьмино.

Значительная протяженность и сложность условий строительства и эксплуатации трассы (отсутствие геотехнической инфраструктуры на многих участках, уровень сейсмичности региона, сложные, неустойчивые в инженерно-геологическом отношении породы, в т. ч. различные типы многолетнемерзлых пород (ММП), наличие значительного количества водных препятствий, болот, экстремально низкие температуры зимой) в значительной мере усложнили проектирование и процесс строительства объекта и потребовали применения особых технических решений. Одновременно с сооружением линейной части нефтепровода на всем ее протяжении велись работы по созданию транспортной сети, систем энергообеспечения, хранения, установке средств связи и автоматики и проч. К 30 сентября 2009 г. были завершены гидравлические испытания линейной части ВСТО-1 и началось заполнение нефтью оставшихся участков трубопровода, сдача которого в эксплуатацию состоялась 29 декабря 2009 г. Стоит отметить, что нефть Восточной Сибири, транспортируемая по нефтепроводу, качественно превосходит сорт Urals – она менее сернистая, более легкая. Было принято решение выделить 5-й сорт российской нефти под названием «ВСТО».

Ссылка для цитирования (for citation):

Железняк М.Н., Сериков С.И., Шац М.М. Современное состояние и расширение нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (геоэкологические и геотехнические аспекты) // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 5. С. 76–83.

Zheleznyak M.N., Serikov S.I., Shats M.M. Current State and Expansion Of "Eastern Siberia – Pacific Ocean" Oil Pipeline. Geoeological and Geotechnical Issues. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;5:76–83. (In Russ.)

Второй этап реализации проекта, ВСТО-2, стартовал в 2010 г. и включал строительство магистрального нефтепровода на участке «НПС «Сковородино» – СМНП Козьмино» и пяти НПС, предполагая соответствующее увеличение мощности участка нефтепровода «Тайшет – Сковородино». Строительство было завершено 25 декабря 2012 г., после чего протяженность всей системы ВСТО составила почти 5 тыс. км.

В период проектирования и строительства нефтепровода мнения о целесообразности и способах реализации проекта были крайне неоднозначными. Основные опасения вызывали природные условия в регионе строительства и эксплуатации объекта, отличающиеся сложностью и неустойчивостью. Со временем, впрочем, число аргументов в пользу строительства нефтепровода только возросло, тем более что от реализации проекта во многом зависит экономическая и социальная стабильность регионов. Так, территориальная близость примерно половины трассы к границе с Китаем в перспективе может способствовать расширению международных экономических связей. Кроме того, уже в ходе строительства административно-территориальные единицы, по которым проходит нефтепровод, получили дополнительные предпосылки для экономического и социального развития, были созданы новые рабочие места, открыты новые производственные объекты. На строительстве нефтепровода было задействовано до 50 % трудовых ресурсов регионов. При этом в ходе как строительства, так и эксплуатации нефтепровода пристальное внимание уделяется вопросам экологии и снижения уровня негативного воздействия производственного объекта на окружающую среду.

ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ ТРАССЫ НЕФТЕПРОВОДА ВСТО

Территории, по которым проходит ВСТО, характеризуются сложными природными условиями [1–13]. В первую очередь к негативным факторам относятся высокий уровень сейсмичности региона (до 9 баллов), а также динамика мерзлотной обстановки, обусловленная развитием горных пород при средне-



Рис. 1. «Каменные моря» – курумы по трассе (фото Ф. Зепалова)

Fig. 1. "Stone seas": corroms on the route (photo by F. Zepalov)

годовой температуре, близкой к 0 °С, и возможностью их перехода из мерзлого состояния в талое и обратно.

Распространение ММП в регионе – преимущественно массивно-островное и островное по площади и сплошное по вертикали [9, 13]. Толщи мощностью от нескольких метров до более 400 м сложены метаморфическими, магматическими и осадочными коренными породами. Рыхлые сингенетические, реже – эпигенетические многолетнемерзлые толщи супесчано-суглинистых и торфянистых поверхностных образований распространены ограниченно [13]. Среднегодовые температуры на подошве слоя в зависимости от сезона колеблются в среднем от 0 до –4... – 6 °С. Среднегодовая температура талых пород на подошве слоя годовых теплооборотов (15–20 м), как правило, составляет 2 °С. Глубина оттаивания ММП не превышает 0,5–3,5 м.

Относительно мягкие условия формирования ММП характерны для районов выровненного, плоскогорного рельефа, что соответствует природным условиям региона строительства ВСТО: водораздельные поверхности Приалданского плато – плоские и пологовыпуклые; высота среднегорных слабо расчлененных районов Алданского плоскогорья и Чульманского плато не превышает 800–900 м. Для региона характерно развитие снежно-радиационных и ин-

фильтрационных таликов. Среднегодовые температуры пород под таликами составляют от –1 до 3 °С, мощности мерзлых толщ достигают 50 м. В целом для водораздельных поверхностей районов плоскогорного рельефа и плато характерно островное развитие ММП. Наиболее суровые мерзлотные условия наблюдаются в районах интенсивных мезокайнозойских поднятий (выше 1500 м), находящихся на некотором удалении от трассы нефтепровода.

Талики в долинах местных водотоков встречаются главным образом в пределах пойм и II надпойменной террасы, в то время как I надпойменная терраса в основном сложена ММП. Крупные талики широко распространены под руслами рек, имеющими постоянный поверхностный или подземный сток, а также в местах выхода постоянно действующих источников, что свидетельствует о наличии приуроченных к участкам тектонических нарушений сквозных таликов.

Значительные трудности как в техническом, так и в геоэкологическом планах представляли строительство и эксплуатация трубопровода на участках активных экзогенных процессов, из числа которых наиболее сложными в инженерном отношении являются площади развития каменных развалов – курумов (рис. 1), бугров пучения (рис. 2) и подземных льдов (рис. 3), эрозион-

ных процессов (рис. 4), а также участки марей (рис. 5), на которых нередко наблюдается «заплывание» трубы при погружении в грунт.

В целом очевидно, что инженерно-геологические условия трассы ВСТО, подробно рассмотренные в работах [3–5, 7, 13], существенно отличаются в плане особенностей прокладки трубы, однако на участках с близким к поверхности залеганием пород коренной основы они наиболее благоприятны.

ГЕОТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И НАДЕЖНОСТЬ НЕФТЕПРОВОДА

Принципиальным и, как показала практика, верным в плане уменьшения негативных последствий было решение создателей нефтепровода прокладывать его подземным способом, предложенным и обоснованным специалистами Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН. Надежность способа была подтверждена при строительстве ряда объектов Якутии и Сибири [10, 11].

В геотехнологическом отношении к числу наиболее сложных элементов нефтепровода относится переход через одну из крупнейших рек страны – Лену в Олекминском р-не Якутии. На этапе проектирования были проработаны пять вариантов пересечения реки, в итоге был утвержден вариант строительства перехода ниже г. Олекминска [11]. Выбор створа перехода в данном месте обусловлен рядом причин, наиболее существенными из которых являются устойчивость русла, его прямолинейность, форма поперечного сечения и т. д.

По результатам изысканий у специалистов были серьезные опасения относительно надежности перехода в случае серьезных землетрясений и разнообразных воздействий реки. Перед строителями стояла непростая задача выбора способа прокладки трубы на переходе из двух вариантов, наиболее пригодных для местных условий. Анализ возможных способов строительства перехода показал, что оптимальным вариантом является принятый за основу траншейный способ как наиболее апробированный в разных грунтовых условиях и имеющий самую отлаженную и регу-



Рис. 2. Бугор пучения по трассе (фото И.В. Дорофеева)

Fig. 2. Frost mound on the route (photo by I.V. Dorofeev)



Рис. 3. Подземные льды по трассе (фото С.И. Серикова)

Fig. 3. Subsurface ice on the route (photo by S.I. Serikov)



Рис. 4. Развитие термоэрозионных явлений (фото С.И. Серикова)

Fig. 4. Thermoerosion developing (photo by S.I. Serikov)



Рис. 5. Замаренные участки по трассе (фото С.И. Серикова)

Fig. 5. Bulbed areas on the route (photo by S.I. Serikov)

лируемую технологию строительства. Более 94 % переходов через водные преграды в Российской Федерации, в том числе через Волгу, Обь и Енисей (протяженность переходов составляет соответственно 3409, 1013 и 800 м), построены траншейным способом и эксплуатируются без аварий в течение 25 и более лет. После проведения детальных прогнозных расчетов было принято решение об усовершенствованном траншейном способе прокладки. Глубина траншеи на дне реки составила 5,5–7,0 м, проходка осуществлялась экскаваторами, установленными на понтонах. При возведении перехода было принято решение в целях обеспечения надежности объекта использовать трубы с высоким запасом прочности, соответствующие повышенным требованиям к качеству. Толщина стенки трубы на участке подводного перехода нефтепровода составляет 29 мм, предел прочности используемой стали на 15 % превышает прочность аналогов, используемых в обычной практике строительства подводных переходов. В соответствии с требованиями ПАО «Транснефть» на участке подводного перехода был произведен двойной радиографический контроль качества сварных стыков трубопровода, а также 100 %-ный визуально-измерительный и ультразвуковой контроль. В целях проверки прочности и герметичности

сваренного и уложенного трубопровода в три этапа были проведены гидроиспытания [10, 11].

С точки зрения минимизации воздействия ВСТО на окружающую среду были приняты все возможные меры по обеспечению технической надежности и экологической безопасности объекта с учетом прогноза динамики состояния окружающей среды, в т. ч. на разных стадиях промышленного освоения территорий.

В апреле 2011 г. трубопровод был обору-дован системой контроля за утечками нефти, что дополнительно повысило его надежность. Возникшие на начальной стадии эксплуатации небольшие течи нефти в Южной Якутии и Амурской обл. были оперативно выявлены и ликвидированы, что позволило избежать значительного ущерба.

СОВРЕМЕННЫЙ ЭТАП РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Проблемно-ориентированный контроль за последствиями воздействий ВСТО на природную среду и объекты инфраструктуры комплекса, проведенный сотрудниками Института мерзлотоведения (ИМЗ) СО РАН, показал [4–8, 10, 11, 14], что уровень нарушений в результате строительства и эксплуатации нефтепровода можно оценить как умеренный, ограниченный полосой трассы шириной в несколько сот метров. Стоит

отметить, что важной составляющей оперативного контроля масштабов и темпов реакции природной среды является использование современных технологий дистанционных съемок, позволяющих объективно оценить ущерб от вмешательства в естественное развитие геосистем [4, 11, 15].

Исследование показало, что все объекты инфраструктуры после нескольких лет эксплуатации находятся в устойчивом состоянии. Установлено, что резко активизировавшиеся в начале строительства объекта экзогенные процессы деструктивной направленности (термокарст, термоэрозия и т. д.) в результате грамотно подобранных и своевременно проведенных мероприятий в значительной мере стабилизировались, что позволило привести геосистемы в устойчивое состояние. В ходе эксплуатации нефте-транспортной системы геокриологические условия дополнительно стабилизировались, что также способствовало повышению надежности объекта.

Кроме того, исследования ИМЗ СО РАН показали, что в последнее время наблюдается тенденция к уменьшению амплитуды и понижению температуры грунтов деятельного слоя [6]. Так, среднегодовая температура ММП на мониторинговой геотермической площадке на участке перехода ВСТО через р. Горбылах за 2007–2016 гг. понизилась на 1,2° (с –1,4 до –2,5 °С). В то же время в бассейне р. Катера (2125-й км ВСТО) в пределах развития мерзлых горных пород амплитуда колебаний температур в 2008–2016 гг. изменилась незначительно и составляет 4,0–5,0° – с 1,8 до 6,8 °С. В пределах участка, на котором протекает р. Малый Уркан (2631-й км ВСТО), в 2009–2014 гг. зафиксировано постепенное увеличение амплитуды колебаний температуры горных пород с 7 до 17°, причем в 2014–2016 гг. этот показатель резко снизился – до 5°. Таким образом, изменения температур пород на различных участках ВСТО, хотя и характеризуются различной интенсивностью в зависимости от поверхностных условий, в целом свидетельствуют об улучшении инженерно-геологических условий эксплуатации трассы и, следовательно, о надежности нефтепровода.

Серьезнейшей проверкой надежности объекта стало произошедшее 12 декабря 2016 г. в Амурской обл. землетрясение магнитудой 5,0 и интенсивностью 5,0–5,5 балла с эпицентром в 85 км восточнее г. Сковородино. По сообщению специалистов ПАО «Транснефть», воздействие столь мощного природного катаклизма не отразилось на работе нефтепровода, все объекты ВСТО продолжали функционировать в штатном режиме.

По завершении строительства магистральных составляющих нефтепровода генеральным направлением деятельности эксплуатирующей организации стало расширение первой очереди комплекса. Так, в январе 2018 г. ООО «Центр управления проектом «ВСТО» приступило к завершающему этапу расширения нефтепровода до максимальной мощности прокачки. В рамках завершающего этапа проекта «Расширение трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» построены три НПС (№2, 5, 7) в Иркутской обл. – в Чунском, Нижнеилимском и Усть-Кутском р-нах

Приангарья. Наиболее труднодоступной является НПС №7: ее удаленность от развитой дорожной инфраструктуры превышает 180 км. Станции №2 и 5 расположены в 20 км от крупных железнодорожных узлов и федеральных автодорог. Проведена очистка территории НПС от растительности, осуществляется обустройство временных жилых городков. На сегодняшний день на НПС №2, 5 и 7 завершаются гидроиспытания технологических трубопроводов. В ходе испытаний технологические сети заполняются водой под давлением 0,6–14,0 МПа. Продолжительность испытаний на прочность на каждом участке составляет 24 ч, на герметичность – 12 ч. В 2018 г. было проверено 5,1 км, гидроиспытания остальных участков будут завершены в текущем году после подключения их к технологическому оборудованию. По завершении этапа гидроиспытаний на НПС №2 и 5 была проведена калибровка линейной части технологических сетей, что необходимо для исключения фактов нарушения геометрии смонтированного трубопровода.

В плане увеличения мощности нефтепровода следует также отметить, что в 2018 г. после всестороннего тестирования системы началась прокачка нефти по 2-й нитке нефтепровода «Мохэ – Дацин» (China National Petroleum Corporation (CNPC)) протяженностью 941 км, берущего свое начало от нефтепровода ВСТО в г. Сковородино. Трансграничный переход «Сковородино – Мохэ» протяженностью около 140 км был подготовлен к увеличению объема поставок еще в 2017 г. CNPC в соответствии с планами достроила 2-ю ветку нефтепровода «Мохэ – Дацин» к концу октября 2018 г. Города Мохэ и Дацин находятся в граничащей с Россией провинции Хэйлунцзян на северо-востоке Китая. Маршрут нефтепровода проходит также через автономный район Внутренняя Монголия. Таким образом, Россия стала крупнейшим поставщиком сырой нефти для Китая, опередив Анголу и Саудовскую Аравию. Особое внимание в рамках реализации проекта ВСТО уделяется увеличению пропускной способности

Нефтегазовый форум инноваций и инвестиций

13-14 ноября



г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2019

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

СИБ Экспо SERVICE

E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ВСТО-2. В рамках инвестпроекта по увеличению мощности ВСТО-2 в Архаринском р-не Амурской обл. построена НПС № 29, возводятся НПС № 23 в Магдагачинском, НПС № 26 в Серышевском р-нах Приамурья, а также НПС № 32 в Сидовичском р-не Еврейской автономной области. Новые НПС являются промежуточными, они не имеют резервуарного парка для хранения нефти и призваны поддерживать в нефтепроводе давление на уровне, необходимом для перекачки дополнительных объемов нефти. Сооружение новых станций началось в декабре 2017 г., завершить строительство планируется осенью 2019 г.

Одновременно ведется реконструкция действующих НПС № 34, 41 и 27 (Октябрьский р-н Амурской обл.). Так, на НПС № 27 помимо резервуарного парка построены пожарное депо, база газодымной службы, станция очистки производственно-дождевых сточных вод, проложено более 2 км технологических трубопроводов, реконструирована система автоматического пожаротушения. Кроме того, ООО «ЦУП ВСТО» завершило на НПС № 27 монтаж металлоконструкций двух резервуаров для хранения нефти объемом 50 тыс. м³. Возведены также четыре резервуара по 5 тыс. м³: два – для хранения противопожарного запаса воды и два – для аварийного сброса нефти. Строительство велось в рамках реализации проекта по увеличению пропускной способности ВСТО на участке от НПС «Сковородино» до СМНП Козьмино до 50 млн т нефти в год. К строительным-монтажным работам ООО «ЦУП ВСТО» приступило в декабре 2017 г. Поэтапно были выкопаны котлованы, установлен свайный фундамент резервуаров, уложен кабель электрохимической защиты. По готовности фундамента строители приступили к сварке металлоконструкций днища, стенок резервуаров и сборке плавающих крыш. Завершающим этапом проверки надежности стальных конструкций являются гидравлические испытания резервуара, после чего будет начата работа по нанесению антикоррозийной защиты и символики эксплуатирующей организации.

В мае 2018 г. были также начаты строительные работы по реконструкции НПС

№ 34. В частности, помимо сооружения пожарного депо, запланировано дооборудование резервуаров аварийного сброса воды НПС дополнительными трубопроводами с системой компенсации нагрузок, обратными затворами, дыхательными и аварийными клапанами. Проектом также предусмотрено сооружение на НПС № 41 (Приморский край) двух резервуаров противопожарного запаса воды емкостью 3 тыс. м³ каждый. Синхронно идут работы и на участке ВСТО-2 от НПС № 21 до СМНП Козьмино, завершить которые планируется осенью 2019 г.

Кроме того, в целях повышения надежности трубопроводной системы ВСТО в целом в 2018 г. была построена резервная нитка подводного перехода ВСТО через р. Амур в Хабаровском крае. Протяженность подводного перехода составила 34,5 км, что соответствует ширине пойменной части р. Амур в месте пересечения. Длина дюкера (подводного участка трубопровода), прокладываемого через основное русло, – 2786,4 м. Дюкер состоит из 14 плетей: 13 – в среднем по 200,25 и одна – 183,14 м. В целях недопущения повреждения при протаскивании дюкер был изолирован деревянными рейками. Плетей перед протаскиванием укладывались на спусковую дорожку для укрупненной сборки – сварки плетей между собой. При строительстве подводного перехода была применена труба с увеличенной толщиной стенки, каждый сварной шов проходил многократный контроль качества. Внутрь трубы закачивалась вода, при этом давление поднималось до максимально возможных заводских параметров. К разработке траншеи подводного перехода были привлечены три мощных земснаряда (земснаряд – специальное судно, предназначенное для углубления дна реки). Траншея заглублена до 14 м, для этого пришлось изъять и переместить более 1 млн м³ грунта. На финальной стадии грунт был возвращен в траншею и покрыл подводную часть нефтепровода. Согласно проекту в пойменной части реки уложены еще восемь дюкеров, помимо основного, протяженностью 110–622 м, что делает подводный переход через р. Амур одним из самых

протяженных и в то же время надежных во всей трубопроводной системе ВСТО. Выполнена сварка дюкера на переходе через протоки Кривая и Чепчики, проведены гидравлические испытания дюкеров и внутритрубная диагностика методом «сухой протяжки». Стоит отметить, что дюкеры на всех малых водотоках были уложены до наступления весенней оттепели, поскольку места переходов резервной нитки летом труднодоступны для тяжелой техники. До 2025 г. резервными нитками будут оснащены еще семь подводных переходов на участке от НПС № 21 «Сковородино» до СМНП Козьмино (ВСТО-2).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нефтепровод ВСТО построен и надежно эксплуатируется, являясь, по оценкам экспертов, одной из самых современных нефтетранспортных магистралей с высоким уровнем надежности и безопасности перекачки нефти, оснащенной комплексом автоматизированных систем управления технологическими процессами. Помимо очевидных социально-экономических выгод (создание новых рабочих мест, увеличение налоговых отчислений), нефтепровод стимулирует освоение нефтяных месторождений, что способствует развитию российского топливно-энергетического комплекса и других отраслей народного хозяйства.

На объекте создана и успешно функционирует система эколого-геокриологического и геотехнического мониторинга. Важной составляющей оперативного контроля масштабов и темпов реакции природной среды на строительство и эксплуатацию ВСТО является использование современных технологий дистанционных съемок, позволяющих объективно оценить ущерб от вмешательства в естественное развитие геосистем [4, 11, 15]. Наблюдение за состоянием нефтепровода и несущих пород трассы, обслуживание сооружений линейной части осуществляется с применением вездеходного транспорта повышенной проходимости и вертолетов. Учитывая, что степень преобразования природных сред района нефтепровода пока остается умеренной, в дальнейшем при проведении мониторинга особое

внимание следует уделить таким аспектам, как:

- изучение степени механических воздействий на поверхностные компоненты геосистем (микрорельеф, почвенно-растительный покров, поверхностные и грунтовые воды, сезонно- и многолетнемерзлые породы);
- изучение последствий механических воздействий и динамики мерз-

лотных условий (глубин сезонного оттаивания и промерзания грунтов, их температур, мощности мерзлой толщи и т. п.) и экзогенного рельефообразования;

- контроль за состоянием трубы и иных объектов трассы;
- разработка рекомендаций по уменьшению ущерба от освоения и его компенсации.

Безусловно, полностью избежать негативных последствий транспортировки нефти невозможно, но проведение геоэкологического мониторинга, состав и направления которого зависят от специфики как самого объекта, так и природных условий района его размещения, позволяет существенно уменьшить ущерб, наносимый окружающей среде нефтегазовыми предприятиями.

Литература:

1. Алексеев В.Р. Ландшафтная индикация наледных явлений. Новосибирск: Наука, 2005. 364 с.
2. Байкало-Амурская железнодорожная магистраль. Геокриологическая карта масштаба 1:2500000. М.: ГУГК, 1979. 2 л.
3. Геокриология СССР. Средняя Сибирь / Под ред. Д.Э. Ершова. М.: Недра, 1989. 414 с.
4. Железняк М.Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 2005. 227 с.
5. 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.
6. Железняк М.Н., Сериков С.И., Шац М.М. Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»: современное состояние и перспективы // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 3 (61). С. 29–33.
7. Макаров В.Н., Шепелев В.В., Шац М.М., Железняк М.Н. Геоэкологические проблемы осваиваемых территорий Якутии // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2000. № 4–5. С. 30–34.
8. Мерзлотно-ландшафтная карта Якутской АССР масштаба 1:2500000 / Ред. П.И. Мельников. М.: ГУГК, 1991. 2 л.
9. Федоров А.Н., Ботулу Т.А., Варламов С.П. и др. Мерзлотные ландшафты Якутии: пояснительная записка к Мерзлотно-ландшафтной карте Якутской АССР масштаба 1:2500000. Новосибирск: ГУГК, 1989. 170 с.
10. Фотиев С.М. Подземные воды и мерзлые породы Южно-Якутского угленосного бассейна. М.: Наука, 1965. 230 с.
11. Шац М.М. Геоэкологические проблемы нефтегазовой отрасли Якутии // Промышленная безопасность и экология. 2009. № 10 (43). С. 36–42.
12. Шац М.М. Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан»: проблемы реальные и мнимые // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2011. № 2 (24). С. 16–22.
13. Южная Якутия. Мерзлотно-гидрогеологические и инженерно-геологические условия Алданского горнопромышленного района / Под ред. В.А. Кудрявцева. М.: Изд-во МГУ, 1975. 444 с.
14. Самсонова В.В., Дручина О.Е., Самсонова М.А. Прогнозная оценка мерзлотно-климатических и геокриологических геотехнических рисков строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов // Анализ, прогноз и управление природными рисками в современном мире. М., 2015. Т. 2. С. 523–530.
15. Бондур В.Г. Аэрокосмические методы и технологии мониторинга объектов нефтегазового комплекса // Исследование земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.

References:

1. Alekseev V.R. Landscape Indication of Icings. Novosibirsk: Nauka Publ.; 2005. (In Russ.)
2. Baikal-Amur Mainline Railway. Geocryological map at a 1:2,500,000 scale. Moscow: State Department of Geodesy and Cartography; 1979. (In Russ.)
3. Geocryology of USSR. Middle Siberia. Ed. by D.E. Yershov. Moscow: Nedra Publ.; 1989. (In Russ.)
4. Zheleznyak M.N. The Ground Temperature Field and Permafrost in the South-Eastern Part of the Siberian Platform. Novosibirsk: Nauka; 2005. (In Russ.)
5. Zheleznyak M.N., Dorofeev I.V., Serikov S.I., et al. Engineering and Geocryological Conditions of ESPO Pipeline Route in Aldan-Tynda Region. Scientific Supplement of Megaprojects Implementation in the Republic of the Sakha (Yakutia). Yakutsk: Dani Almas Publ.; 2009, P. 61–67. (In Russ.)
6. Zheleznyak M.N., Serikov S.I., Shats M.M. Oil-Pipeline “Eastern Siberia – Pacific Ocean”: Contemporary Condition and Perspective. Truboprovodnyi transport: teoria i praktika [Pipeline Transport: Theory and Practice]. 2017;3(61):29–33. (In Russ.)
7. Makarov V.N., Shepelev V.V., Shats M.M., Zheleznyak M.N. Geocological Issues of Yakutian Frontiers. Zashchita okruzhayushchei sredy v neftegazovom komplekse [Environmental Protection in Oil and Gas Complex]. 2000;4–5:30–34. (In Russ.)
8. Permafrost-Landscape Map of the Yakut Autonomous Soviet Socialist Republic at a 1:2,500,000 scale. Ed. by P.I. Melnikov. Moscow: State Department of Geodesy and Cartography; 1991. (In Russ.)
9. Fedorov A.N., Botulu T.A., Vasiliev I.S., et al. Permafrost Landscapes in Yakutia: Explanation Note to the Permafrost-Landscape Map of the Yakut ASSR at a 1:2,500,000 scale. Novosibirsk: State Department of Geodesy and Cartography; 1989. (In Russ.)
10. Fotiev S.M. Groundwater and Permafrost Soils of the South-Yakut Coal Bearing Basin. Moscow: Nauka Publ.; 1965. (In Russ.)
11. Shats M.M. Geocological Issues of Oil and Gas Industry in Yakutia. Promyshlennaya bezopasnost' i ekologiya [Health, Safety and Environment]. 2009;10(43):36–42. (In Russ.)
12. Shats M.M. Pipeline System “Eastern Siberia – Pacific Ocean”: Real Also Imagined Problems. Truboprovodnyi transport: teoria i praktika [Pipeline Transport: Theory and Practice]. 2011;2(24):16–22. (In Russ.)
13. South Yakutia: Permafrost-Hydrological and Engineering Geologic Conditions in Aldan Mining District. Ed. by V.A. Kudryavtseva. Moscow: MSU Publ.; 1975. (In Russ.)
14. Samsonova V.V., Druchina O.E., Samsonova M.A. Predictive Estimation of Permafrost-Climatic and Geocryological Geotechnical Risks of Construction and Operation of Trunk Pipelines. Analiz, prognoz i upravlenie prirodnyimi riskami v sovremennom mire [Analysis, Prediction and Disaster Risk Management in Today's World]. Moscow. 2015;2:523–530. (In Russ.)
15. Bondur V.G. Remote Sensing and Monitoring Technology for Oil and Gas Complex Facilities. Issledovanie zemli iz kosmosa [Earth Exploration from Space]. 2010;6:3–17. (In Russ.)