

УДК 624.139.55

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СПОСОБАМ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЗАПОЛЯРЬЕ – НПС «ПУРПЕ»

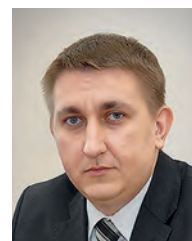
Ключевые слова: магистральные нефтепроводы, надземная прокладка нефтепровода, трубопроводная система Заполярье – НПС «Пурпе», термокомпенсационный блок, опора надземного нефтепровода.



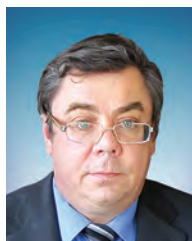
Ю.В. Лисин
к.т.н., первый вице-президент
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва



А.Е. Сощенко
д.т.н., начальник Управления
инновационного развития и НИОКР
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва



В.И. Суриков
заместитель генерального директора
по технологии транспорта нефти
и нефтепродуктов ООО «НИИ ТНН»,
г. Москва
SurikovVI@niitnn.transneft.ru



В.В. Павлов
главный инженер –
первый заместитель генерального директора
ОАО «Гипротрубопровод»,
г. Москва
PavlovVV@gtp.transneft.ru



М.Ю. Зотов
начальник отдела
расчетного обоснования
ОАО «Гипротрубопровод»,
г. Москва
ZotovMY@gtp.transneft.ru

В настоящей статье рассмотрены технические решения по прокладке «горячего» нефтепровода в сложных геокриологических условиях трассы строительства трубопроводной системы Заполярье – НПС «Пурпе». Приведены обоснования способов прокладки, исходя из безопасной и надежной эксплуатации нефтепровода.

Трасса нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» проходит по территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов Тюменской области, генеральное направление трассы – с севера на юг. Помимо арктического климата, район строительства характеризуется очень сложными геологическими условиями: наличием протяженных участков многолетнемерзлых грунтов, наличием слабонесущих и пучинистых грунтов.

С учетом реологических свойств смеси нефтей, планируемых к перекачке, имеющих высокую температуру застывания до +17 °С и высокую вязкость, предусмотрен подогрев нефти до температуры +60 °С на расположенных по трассе нефтепровода пунктах подогрева.

Учитывая, что подземная прокладка «горячего» нефтепровода на участках распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) приводит к фор-

мированию вокруг нефтепровода мощных ореолов оттаивания с образованием протяженных обводненных зон вдоль трубы, основным способом прокладки нефтепровода принят надземный способ, который обеспечивает минимальное нарушение инженерно-геокриологических условий и в целом снижает опасность возникновения и развития опасных экзогенных процессов.

Для сокращения затрат и уменьшения металлоемкости при разработке проекта были проработаны варианты применения подземного способа прокладки на участках с островным распространением ММГ.



Климатические / геологические / геокриологические условия района строительства

Многолетнемерзлые грунты, распространенные по трассе нефтепровода, по реологическим свойствам относятся к твердомерзлым и пластичномерзлым. Из криогенных процессов развиты процессы термокарста, пучения (сезонного, многолетнего), морозобойного растрескивания.

Район строительства характеризуется широким развитием торфяников и заторфованных грунтов.

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории принадлежит бассейну Карского моря и представлена большим количеством рек с постоянным стоком. На территории строительства магистрального нефтепровода в связи с избыточным увлажнением территории широко распространены озера, заболоченные участки, большие и малые водостоки.

Климат района характеризуется суровой продолжительной зимой (температура наиболее холодной пятидневки -49°C , абсолютный минимум -56°C), сравнительно коротким, но теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками, коротким безморозным периодом, резким колебанием температур в течение года, месяца и даже суток.

В зимний период характерны сильные ветры со скоростью 15–20 м/с.

Последствия эксплуатации подземных трубопроводов на ММГ

Подземная прокладка «горячего» нефтепровода на участках распространения ММГ приводит к формированию вокруг нефтепровода мощных ореолов оттаивания с образованием протяженных таликовых зон вдоль трубы, их обводнению и активному развитию эрозионных и суффозионных процессов:

- оттаивание мерзлых льдистых пород будет сопровождаться их осадкой, а при значительной осадке – и просадкой поверхности;
- в грунте обратной засыпки над трубой будет формироваться маломощный слой сезонномерзлых пород; его полное оттаивание закончится к концу мая – началу июня, когда оттаивание пород сезонно-мерзлого и сезонно-талого слоев на окружающей территории только начинается, и снеговые воды могут разгружаться через талые породы в траншею;
- при оттаивании маломощных мерзлых пород на полную мощность возможно повышение уровня грунтовых вод и подтопление траншеи;
- увеличение глубины сезонного оттаивания грунтов в полосе строительства в связи с удалени-

ем растительности и увеличением прихода солнечной радиации может привести к развитию термокарста на льдистых породах.

При тепловом режиме, вызывающем оттаивание мерзлоты, поведение грунта существенно изменится, так как скачкообразно изменятся значения теплофизических и механических характеристик. Эти изменения вызывают деформации грунтов как за счет таяния порового льда, так и за счет уплотнения оттаявшего грунта под воздействием давления от собственного веса и внешней нагрузки. Появление и увеличение вблизи трубопровода областей неравномерно оттаивающих грунтов может привести к возникновению неоднородных перемещений трубопровода. Оттаивание грунтов в основании трубопровода приводит к дополнительным и зачастую опасным деформациям. В связи с этим возникает задача оценки величины осадки при оттаивании мерзлого грунта, скорости и глубины оттаивания. При этом необходимо учитывать влияние температуры на теплофизические и физико-механические характеристики протаивающего грунта.

Процесс протекания осадки грунта при оттаивании не заканчивается в момент прекращения оттаивания, а продолжает развиваться во времени. У некоторых видов грунтов (водонасыщенные, глинистые) процесс стабилизации осадки может составлять от

Рис. 1

Схема прокладки подземного нефтепровода на участках островной мерзлоты длиной более 300 м

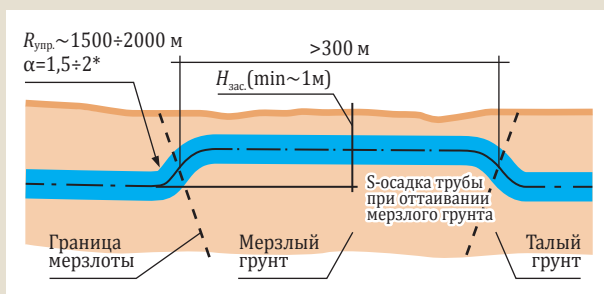
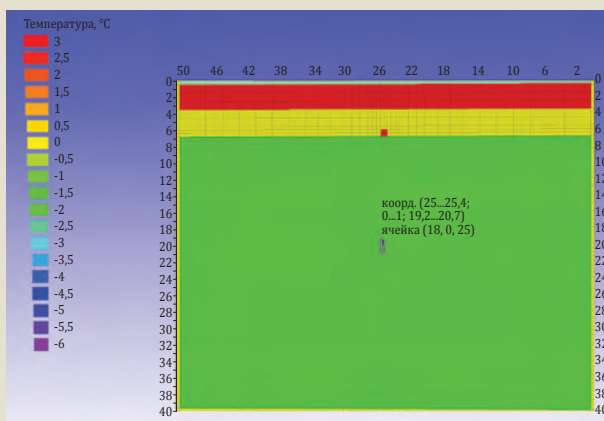


Рис. 2

Температурное поле в основании нефтепровода в начальный момент времени (начало эксплуатации)



нескольких десятков до сотен лет. Только у песков осадки заканчиваются по окончании строительства. Результаты многочисленных исследований показывают, что режим консолидации при оттаивании грунтов зависит от их тепловых, компрессионных свойств, граничных условий нагрева и дренажа, а также от приложенной нагрузки. Отмечается, что суммарная осадка при оттаивании складывается из трех составляющих:

- 1) осадка за счет уменьшения объема льда при таянии (скачка плотностей порового заполнителя);
- 2) осадка под действием собственного веса и приложенной нагрузки;
- 3) осадка за счет оттока поровой воды под действием избыточного порового давления.

Обоснование выбора способа прокладки

Основным критерием при выборе способа прокладки трубопровода является безопасность и надежность в эксплуатационный период, обеспеченная устойчивостью грунтов по трассе трубопровода при длительной эксплуатации.

Опыт эксплуатации подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты показывает, что одним из основных факторов, резко снижающих эксплуатационную надежность этих инженерных сооружений, является тепловое воздействие нефтепроводов на многолетне-мерзлые грунты [1, 2]. При подземной прокладке будет происходить обводнение грунтов при растеплении мерзлых пород, стенки траншеи будут оплывать, а сам нефтепровод будет погружаться в пластичные грунты основания, что может привести к его деформации. Это обстоятельство заставляет решать вопрос в пользу выбора надземной прокладки.

При подземной прокладке выторфовка по трассе сильно изменяет микрорельеф, поверхностный и приповерхностный сток. В условиях обширных обводненных площадей водосбора по трассе это приведет к обводнению поверхности над траншеей и грунтов обратной засыпки. На склонах логов, склонах долин ручьев и рек это приведет к образованию сосредоточенного стока вдоль траншеи, что может приве-

сти к изменению высотных отметок трубопровода.

По всей трассе встречается множество мелких озер, болот с открытым зеркалом воды, мелких водотоков, ложбин и полос стока. Траншея для подземной прокладки нефтепровода (даже при ее качественной засыпке) сильно изменит гидрологическую обстановку. Поверхностные воды будут разгружаться в траншею, так как невозможно избежать изменений микрорельефа и обеспечить водонепроницаемость техногенных грунтов (грунтов обратной засыпки). Будет происходить разгрузка в траншею значительного количества воды, а при отсутствии стока над траншеей и в полосе стока будут образовываться «ленты» водоемов. На склонах долин рек и ручьев будет образовываться сосредоточенный сток и будут развиваться эрозионные процессы.

Учитывая неоднородность инженерно-геокриологических условий, обусловленных в первую очередь частым чередованием талых и мерзлых участков, основным способом прокладки нефтепровода принят надземный способ, который обеспечивает минимальное нарушение инженерно-геокриологических условий и в целом снижает вероятность возникновения и развития опасных экзогенных процессов.

На участках с ММГ подземная прокладка нефтепровода применяется в исключительных случаях, когда надземный вариант прокладки исключен в силу неизбежных объективных причин. Каждый такой участок требует тщательных расчетов и анализа для выработки технических решений, предотвращающих развитие негативных геокриологических процессов, опасных для устойчивости нефтепровода.

Так, подземная прокладка может применяться на участках пересечений с коммуникациями или при переходах рек и озер, участках оленьих пропусков. Возможно прохождение участков островного распространения мерзлых грунтов протяженностью до 300 м. Подтверждающие данное допущение расчеты, выполненные по схеме балки на

упругом основании, показали, что величина дополнительных напряжений при просадке грунта под трубой до 1 м в центре участка длиной в 300 м составляет 20–30 МПа и резко растет при удлинении участка.

Для увеличения надежности трубопровода на участках подземной прокладки в ММГ протяженностью более 300 м необходимо применение вертикальных компенсаторов путем устройства углов упругого изгиба в местах перехода трубопровода из талого грунта в ММГ в соответствии с рис. 1.

Для сокращения затрат и уменьшения металлоемкости в проекте были проработаны варианты применения подземного способа прокладки на участках с островным распространением ММГ. С учетом проведенных расчетов на участках трассы общей протяженностью 168,4 км (35 % от общей протяженности) была применена подземная прокладка.

С целью исключения указанных выше негативных воздействий от подземной прокладки нефтепровода были предусмотрены следующие решения:

- применение труб с заводской тепловой изоляцией;
- замена высокольдистого грунта в основании траншеи;
- применение дополнительно теплоизоляционного экрана;
- применение вертикальных компенсаторов путем устройства углов упругого изгиба в местах перехода трубопровода из талого грунта в ММГ при протяженности участка ММГ более 300 м.

Остановимся подробнее на перечисленных выше технических решениях.

Применение заводской кольцевой теплоизоляции трубопроводов значительно снижает тепловую нагрузку на многолетнемерзлые грунты основания, уменьшая ореолы растепления и, как следствие, уменьшая осадку грунтов при оттаивании [1]. При этом добавочные напряжения в стенке нефтепровода, вызванные просадками основания, минимальны.

На основании данных инженерно-геологических изысканий по трассе нефтепровода проведено инженерно-геокриоло-

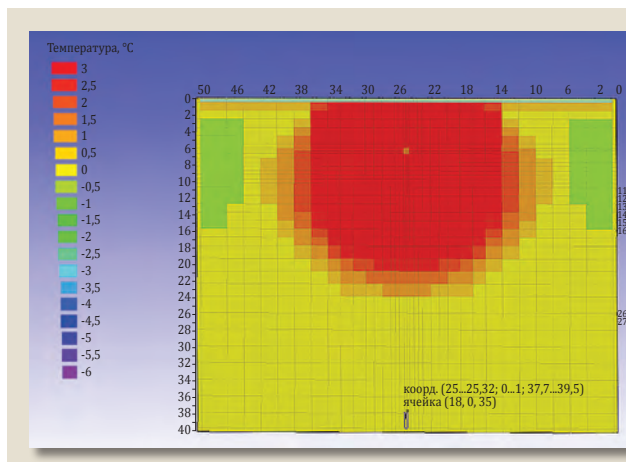


Рис. 3
Температурное поле грунтов в основании нефтепровода на конец расчетного срока эксплуатации нефтепровода без применения теплоизоляции

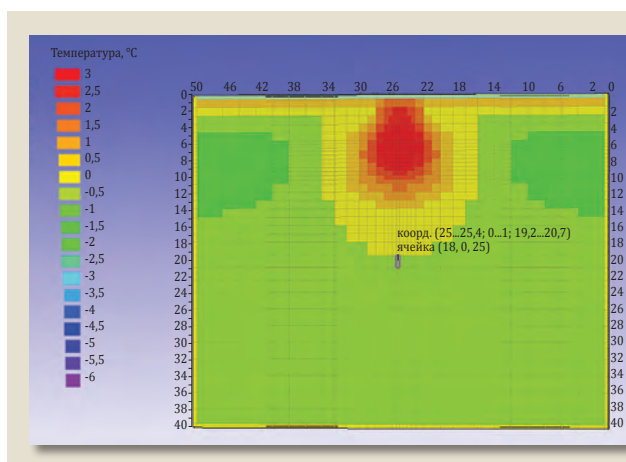


Рис. 4
Температурное поле грунтов в основании нефтепровода на конец расчетного срока эксплуатации нефтепровода при применении заводской кольцевой теплоизоляции

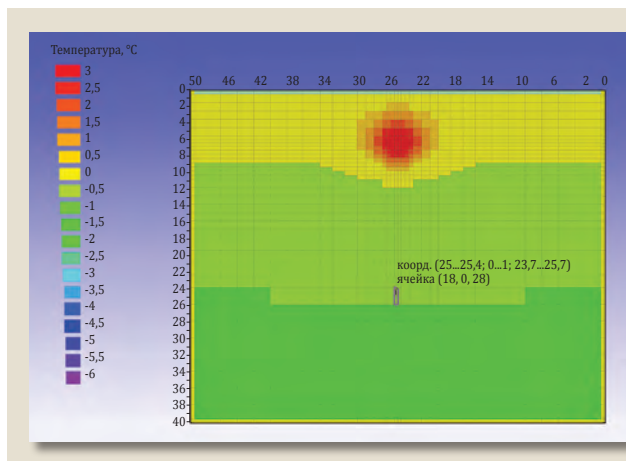


Рис. 5
Температурное поле грунтов в основании нефтепровода на конец расчетного срока эксплуатации нефтепровода при применении заводской кольцевой теплоизоляции и дополнительной сегментной теплоизоляции

гическое районирование. Для каждого выделенного района в результате выполнения теплотехнических расчетов получены значения ореолов растепления ММГ, а также значения по осадкам ММГ при оттаивании. Районирование выполнено с целью сокращения вариативности и унификации технических решений.

На примере теплового расчета (рис. 2 – начальное состояние температурного поля, рис. 3 – темпе-

ратурное поле на конец расчетного срока эксплуатации) показано, что без применения теплоизоляции глубины оттаивания ММГ в основании нефтепровода достигают значений 20 м и более, тогда как применение заводской кольцевой теплоизоляции толщиной не менее 75 мм уменьшает глубину растепления грунтов в 1,5–2 раза (рис. 4).

Это особенно важно, когда трасса нефтепровода проходит по сжимаемым при оттаивании

глинистым грунтам. Уменьшение ореолов оттаивания влечет за собой уменьшение просадки грунтов на 30 см и более.

В ходе выполнения проектных работ выявлено, что в ряде случаев (даже при существенном уменьшении ореолов оттаивания и просадки грунтов при оттаивании) напряжения, возникающие в стенке нефтепровода, недопустимы. Применение дополнительной теплоизоляции в виде теплозащитного экрана, а также замена льдистых просадочных грунтов в основании нефтепровода позволяют достигнуть допустимых величин деформаций.

На рис. 4 и 5 показаны температурные поля, формирующиеся в процессе эксплуатации трубопровода с применением заводской, а также дополнительной теплоизоляции.

Надземный способ прокладки трубопровода

Надземная прокладка нефтепровода позволяет избежать многих неблагоприятных ситуаций, возникающих при подземной прокладке. Техногенные преобразования природных ландшафтов и изменение грунтовой обстановки могут возникать и при возведении опор под надземный нефтепровод. Но эти преобразования будут локальными. Надземная прокладка сопровождается замораживанием грунта вокруг свай, так как при замораживании грунтов с низкой несущей способностью (широко распространенных по трассе) их несущая способность увеличивается. При этом учитывается, что промораживание грунтов вокруг опор в условиях большой обводненности массивов может сопровождаться выпучиванием блоков мерзлых пород. Летом на образованных блоках мерзлых пород будут происходить сезонные оттаивания.

Выбор термокомпенсационных блоков и опор трубопроводов

Для компенсации температурных деформаций надземного участка нефтепровода предполагается использовать термокомпенсационные блоки на опорах, обеспечивающих перемещение по ним трубопровода при изменении

температуры и давления [3]. На участках перехода от подземной к надземной прокладке неподвижная опора не устанавливается.

Для обеспечения работоспособности компенсатора в начале и конце термокомпенсационного блока устанавливаются неподвижные опоры с фиксацией перемещений и углов поворота трубопровода. Для обеспечения продольной устойчивости нефтепровода в непосредственной близости от неподвижных опор устанавливаются продольно-подвижные опоры. Для обеспечения перемещения трубного компенсатора в продольном и поперечном направлении устанавливаются свободно-подвижные опоры.

При наличии углов поворота в плане более 35° они используются для компенсации температурных деформаций надземного участка трубопровода. При этом расстояние от вершины планового угла до неподвижной опоры не превышает 250 м для углов более 50° ; 150 м для углов от 35° до 50° . Углы менее 35° включаются в состав температурных блоков, при этом неподвижная опора устанавливается на расстоянии не менее 60 м от вершины угла.

Длина температурного блока с трапециевидальным компенсатором составляет в среднем около 500 м, величина вылета – до 20,3 м, расстояния между опорами – до 18 м. Для уменьшения отходов труб при монтаже длины плечей трапециевидального компенсатора приняты кратными длинам труб. Длины боковых плеч и полки между криволинейными вставками одинаковой длины равны 23,4 м, т.е. это две трубы длиной по 11,7 м каждая.

Длина температурного блока, размер трапециевидального компенсатора и шаг опор надземного участка трубопровода были рассчитаны в соответствии с требованиями [4, раздел 8]. Расчет прочности трубопровода и определение нагрузок на опоры проводились с учетом возможной осадки одной из опор термокомпенсационного блока в соответствии с требованиями [5, п. 3.6], [6, ч. 3 и ч. 6 ст. 16], а также с учетом рекомендаций, данных в [7].

Расчет шага опор проведен как по условию прочности в соответ-

ствии с правилами строительной механики, так и по условию возникновения резонансных колебаний в ветровом потоке. По результатам расчетов максимально допустимое расстояние между опорами с учетом возможной просадки одной из опор термокомпенсационного блока принято равным 18 м.

Выводы

Основным способом прокладки нефтепровода на участках распространения ММГ принят надземный способ, обеспечивающий минимальное нарушение инженерно-геокриологических условий при строительстве и эксплуатации. Для сокращения затрат и уменьшения металлоемкости при разработке проекта были проработаны варианты применения подземного способа прокладки на участках с островным распространением ММГ. На участках трассы общей протяженностью 168,4 км (35 % от общей протяженности) была применена подземная прокладка. В результате применения данного решения достигнуто снижение металлоемкости строительства на 11,8 тыс. т (за счет исключения применения свай и отводов индукционного гнутья) и, как следствие, снижение стоимости строительства (ориентировочно на 1 млрд руб.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анисимов В. В., Криницын М. И. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты. М.: Госстройиздат, 1963.
2. Бородавкин П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. М.: Недра, 1976.
3. Инструкция по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций. ВСН-2-26-71, Мингазпром. ОНТИ ВНИИСТ, 1971.
4. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
5. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.
6. Федеральный закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
7. Заключение ИПНГ РАН по объекту Трубопроводная система Заполярье – НПС «Пур-Пе» «Методы прокладки нефтепровода на основе прогнозного взаимодействия различных конструктивных решений с мерзлыми и тальными грунтами».