

Кессон включает цельнометаллическую прямоугольную камеру (1) с дном (2), двумя боковыми (3) и двумя торцевыми (4) стенками. На торцевых стенках (4) камеры выполнены сквозные дугообразные проемы (5) с радиусом дуги, соответствующим радиусу трубы (6), с обеспечением возможности прилегания камеры (1) к наружной поверхности трубы. Внутри камеры (1) со стороны обеих торцевых стенок (4) выполнены шлюзы (7) для сбора и откачки воды и гидрозатворы (8), которые расположены по краю дугообразных проемов (5). Приспособление для центрирования кессона на трубе выполнено в виде опорных роликов (9), закрепленных на стенках (10) шлюзов (7). К боковым стенкам (3) камеры прикреплен ремень (11) для фиксации кессона на трубе (6), а на торцевой стенке (4) камеры установлено крепежное приспособление (12) с возможностью сопряжения с транспортировочной лебедкой.

Монтаж колонны кессонов производят следующим образом. Ремонтную колонну кессонов размещают вдоль нефтепровода большого диаметра. Затем кессоны доставляют на место выборочного ремонта, монтируют последовательно первый, второй, третий и четвертый кессоны на трубу вверх дном посредством опорных роликов и фиксируют их на трубе ремнем. После этого кессоны устанавливают в рабочее положение поворотом их посредством лебедки на 180°, откачивают насосом воду из шлюзов кессонов и рабочего пространства камер кессонов. Затем в первом кессоне производят очистку участка трубы от старой изоляции посредством машины локального ремонта, перемещают колонну кессонов вдоль трубы с обеспечением перекрытия участка трубы, обработанного в первом кессоне, повторяют очистку следующего участка трубы от старой изоляции в первом кессоне и одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии. Вместе с этим производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию участка трубы, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы, повторяют очистку следующего участка трубы от старой изоляции в первом кессоне и одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии, производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию очередного очищенного участка трубы, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы, повторяют очистку очередного участка трубы от старой изоляции в первом кессоне, одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии, производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию следующего участка трубы, также одновременно в третьем кессоне производят обдувку и сушку первого участка трубы и наносят на него защитное покрытие, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы и последовательно повторяют работы на участках трубы в первом, втором и третьем кессонах, при этом одновременно осуществляют в четвертом кессоне выходной контроль качества покрытия, производят двойную обдувку и сушку обработанного участка трубы, затем перемещают колонну кессонов и повторяют описанный цикл работ на следующем участке трубы в первом, втором, третьем и четвертом кессонах до устранения дефектов по всему трубопроводу, после чего производят демонтаж кессонов.

Стоит отметить, что данные кессоны устанавливаются на месте проведения дополнительного дефектоскопического контроля довольно долго. Тем самым их стоит применять в крайних случаях.

В завершении стоит добавить, что технология мобильных плотин слабо изучена. В дальнейшем будет разработана новая конструкция мобильной плотины и предложена технология ее установки на месте проведения дополнительного дефектоскопического контроля.

Литература

1. Афанасьев В. Б., Чернова Н. В. Современные методы неразрушающего контроля // Успехи современного естествознания. – 2011. – № 7 — С. 73 – 74.
2. Пат. 2527926 Россия МПК С2 F16L55/18. Способ монтажа герметичной камеры для проведения ремонтных работ на трубопроводе Казаков С.Н. Заявлено. 30.11.2012; Оpubл. 10.09.2014, Бюл. №25. – 7 с.: ил.
3. Пат. 2631473 Россия МПК С1 F16L1/26. Способ ремонта трубопровода в обводненной местности и кессон для его осуществления Черкасов Н.М., Мельников М.О., Лебедев А.Н. Заявлено. 07.04.2016; Оpubл. 22.09.2017, Бюл. №27. – 13 с.: ил.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДА, ПОКРЫТОЙ ЖИДКОЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЕЙ, В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

А.Э. Волков, А.А. Марина

Научный руководитель - доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтегазовой отрасли связано с сооружением объектов добычи и транспорта нефти и газа в суровых климатических и геокриологических условиях Крайнего Севера.

Главным фактором, сопровождающим строительство магистральных и промысловых трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах, является нарушение устойчивого положения северных промысловых и магистральных трубопроводов из-за значительного снижения несущей способности многолетнемерзлого грунта при оттаивании, что приводит к просадке или всплыванию опор трубопровода [2].

Актуальность работы обусловлена тем, что в настоящее время проблема обеспечения несущей способности и устойчивости трубопровода стоит наиболее остро. Вследствие теплового взаимодействия с трубопроводом происходит оттаивание грунтов, окружающих нефтегазопровод, и формирование ореола оттаивания вокруг трубопровода.

Опоры являются одной из самых ответственных частей трубопроводных систем, так как на них приходится основное усилие от трубопровода, которое затем передается несущим конструкциям или грунту,

поэтому строение опор играет важную роль. К конструкциям опор и техническим решениям оснований предъявляют высокие требования в связи с особенностями эксплуатации нефтегазопроводов в экстремальных природно-климатических условиях Крайнего Севера. На данный момент рассматриваемая проблема не широко освещена в литературе [3]. В нормативной документации не учитывается ряд факторов, которые влияют на механическое и тепловое взаимодействие опор и трубопровода с грунтами. При надземной прокладке трубопроводов к таким факторам относятся: нагрев поверхности грунта излучением от опоры и солнечным излучением; влияние на тепловой режим грунтов основания опоры теплопередачи по материалу опоры и сваям [2].

В данной работе рассмотрен способ теплоизоляции опоры трубопровода с применением жидкой теплоизоляции. Жидкая теплоизоляция представляет собой теплокраску, играющую роль температурного барьера. Эти свойства обеспечиваются за счет состава, куда обязательно входят микрокапсулы из стекла, полимеров или керамики, внутри которых находится разреженный воздух, полимерный связующий элемент (латекс или акрил). Наличие такой теплоизоляции на опорах трубопровода не создает неудобств при обслуживании и ремонте, также жидкая теплоизоляция не подвергается разрушениям при воздействии ультрафиолетового излучения.

В процессе исследования в программном комплексе SolidWorks было проведено моделирование нефтегазопровода, установленного на двухстоечную опору, в качестве стоек приняты сваи-трубы. Температура перекачиваемого флюида по трубопроводу составляет 45 °С. Задачей исследования было определение температурного поля многолетнемерзлого грунта, в который установлена опора трубопровода из стали марки 09Г2ФБ. Теплопроводность грунта принята равной 2,0 Вт/(м·°С).

На рис. 1 представлена модель нефтегазопровода на двухстоечной опоре. Из полученных результатов моделирования можно сделать вывод о том, что в исследуемом случае при теплоизоляции трубопровода слоем пенополистирола 12 см тепловое излучение транспортируемого продукта не передается обшивке трубопровода, тем самым исключается тепловое воздействие трубопровода на грунт и опору.

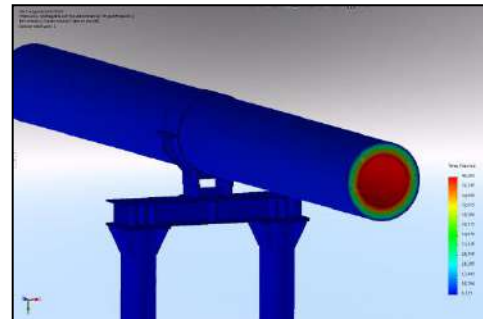


Рис. 1 Модель нефтегазопровода на двухстоечной опоре

Таким образом, исследование можно упростить до моделирования сваи-трубы, установленной в грунт и рассматривать только их взаимодействие.

На рисунках 2–5 представлено распределение температуры в грунте и свае. В процессе моделирования было рассмотрено несколько случаев: смоделирована свая без нанесения жидкой теплоизоляции, свая с нанесенной жидкой теплоизоляции слоем в 1 мм, свая с нанесенной жидкой теплоизоляции слоем в 2 мм (рис. 2 – 5). Также было рассмотрено распределение температуры в грунте и свае зимой и летом.

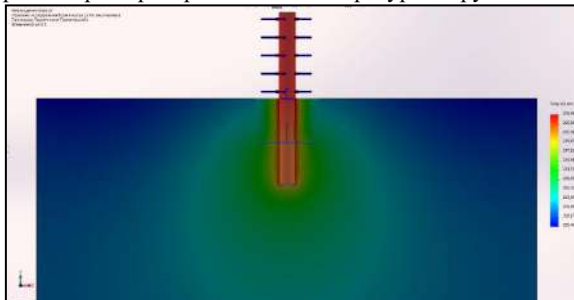


Рис. 2 Распределение температуры в грунте и свае в зимний период

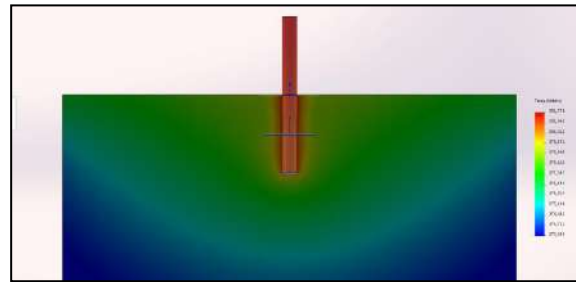


Рис. 3 Распределение температуры в грунте и свае в летний период без применения жидкой теплоизоляции

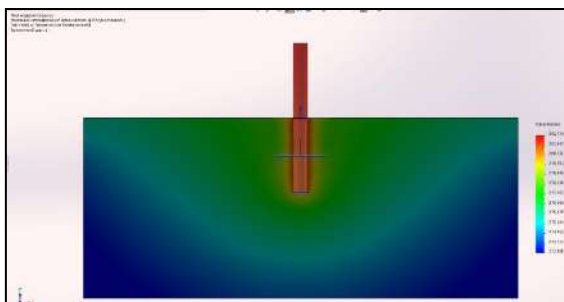


Рис. 4 Распределение температуры в грунте и свае в летний период с применения жидкой теплоизоляции, толщина слоя изоляции 1 мм

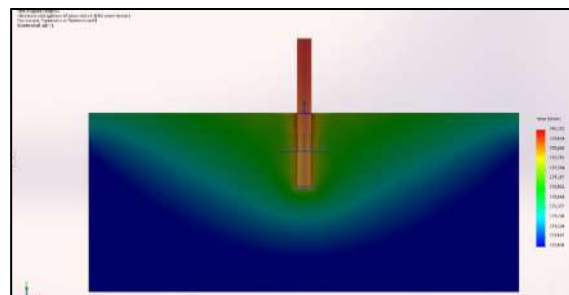


Рис. 5 Распределение температуры в грунте и свае в летний период с применения жидкой теплоизоляции, толщина слоя изоляции 2 мм

Для моделирования распределения температуры в грунте в разных случаях использовалась средняя температура окружающего воздуха в летний и зимний периоды. Так как перепад температур между сваями и многолетнемерзлым грунтом в летний период значительно больше, результаты моделирования с температурой воздуха в летний период являются более наглядными. Далее было проведено сравнение температурных полей грунта с установленной свайей без теплоизоляции и с теплоизолированной свайей. Из рисунков 4 и 5 следует, что применение теплоизоляции снижает тепловое воздействие сваи на многолетнемерзлый грунт, следовательно, снижается вероятность оттаивания грунта. Применение жидкой изоляции слоем 2 мм более эффективно по сравнению с применением изоляции в 1 мм.

Литература

1. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. – М.: Недра, 1985. – 224 с.
2. Иванов Н.С. К вопросу о моделировании тепловых процессов в почвах и горных породах. В сб. "Тепло- и массообмен в мерзлых почвах и горных породах". – М.: АН СССР, 1961.
3. Исследования взаимодействия трубопроводов с окружающей средой. Сб. научных трудов. – М.: ВНИИСТ, 1979. – 217 с.

УКРЕПЛЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ГРУНТОВ МЕТОДОМ ПРИМЕНЕНИЯ СОСТАВОВ КРИОГЕЛЕЙ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

И.Е. Данилов^{1,2,3}

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков⁴

¹Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

²Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Москва, Россия

³Алданское линейное производственное управление магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск, Россия

⁴Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Освоение природных ресурсов Дальнего Востока и территорий с вечной мерзлотой является одной из первоочередных государственных задач, решение которой осложняется экстремальными климатическими условиями. В связи с этим, вопросы проектирования и обустройства нефтегазовых месторождений в северных регионах РФ имеют стратегическую значимость.

Территория Республики Саха (Якутия) характеризуется сложными и неоднородными природно-климатическими условиями, и с точки зрения региональных инженерно-строительных особенностей, до настоящего времени недостаточно изучена. Основными особенностями являются неблагоприятные природные процессы и явления: наличие многолетнемерзлых грунтов, сложный рельеф и сложная геология.

В местах строительства объектов линейной части магистральных газопроводов на участках с курумными слоями с целью перераспределения силовых воздействий на траншею, возникающих при движении толщи пород организовываются мероприятия, предотвращающие сползание курумов с применением метода устройства защитного слоя из глины. Данный метод препятствует тектоническим движениям, возникающим на поверхности зеркала скольжения при применении глинистых заполнителей [3].

В связи с этим в данном исследовании поставлена цель изучения и анализа способа укрепления глинистых грунтов в условиях Крайнего Севера. С целью укрепления и повышения предела прочности глинистых грунтов мы предлагаем применение составов криогелей. Объектом исследования является глинистый грунт с различным содержанием песчано-гравийной смеси.

Состав криогеля представляет собой водный раствор поливинилового спирта, который обладает специфическим свойством переходить из вязкого состояния в структурированные гели (упругие тела). Изменение агрегатного состояния происходит после перехода геля в область отрицательных температур (ниже 0 °С) и последующего оттаивания образца в области положительных температур [2].

Слой грунта, скрепленный криогелеобразующей композицией, защищает слои грунта от смещений друг относительно друга, а также служит гидроизоляцией в ходе сезонных колебаний температур [1].

Установлено, что показатели предела прочности на сжатие, а также значение модуля упругости снижаются в зависимости от концентрации криогеля и воды. В связи с тем, что исследуемый криогель состоит из 5 % водного раствора поливинилового спирта в соответствии с техническими условиями, мы приходим к выводу, что процентное содержание криогеля (полимера) было снижено в результате смешивания полимера с водой, содержащейся в грунте (10 % H₂O – 22 г). На основании вышеизложенного для дальнейших испытаний было исключено содержание воды в исследуемых образцах (таблица).

Таблица

Соотношение глинистого грунта с криогелем

Испытуемый грунт	Среднее значение предела прочности на сжатие	Среднее значение модуля упругости
Глина+криогель (5 %)	8,449	74,561
Глина + криогель (10 %)	3,64	66,623
Глина + криогель (20 %)	2,263	51,637
Глина + криогель (40 %)	0,77	3,867