

© В.Н. КУТРУНОВ, П.Ю. МИХАЙЛОВ, Л.А. ПУЛЬДАС,
А.А. ВАКУЛИН, М.Н. ВИЛКОВ

kaf_mms@utmn.ru

УДК 536.4

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ
И ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА
ОСТЫВАНИЯ НЕФТИ В ПОДЗЕМНОМ ТРУБОПРОВОДЕ**

АННОТАЦИЯ. Разработаны лабораторный стенд и методика проведения экспериментов, позволяющие исследовать температурные поля в грунте вокруг модельного трубопровода и кинетику застывания нефти в модельном трубопроводе. С помощью программы HeatMassGrunt (HMG) было проведено расчетное исследование процесса теплообмена в системе трубопровод-грунт.

SUMMARY. Developed: laboratory stand and technique of conducting experiments, allowing to explore temperature fields in a soil around the modelling pipeline and kinetics of solidification oil in the modelling pipeline. By means of program HMG research of heat exchange process in pipeline-soil system has been conducted.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Математическое моделирование, трубопровод, мерзлый грунт, поля температур, остывание нефти.

KEY WORDS. Mathematical modeling, pipeline, frozen soil, temperature fields, cooling oil.

Строительство в районах крайнего Севера, требуют решения ряда проблем, связанных с изучением температурных полей вокруг подземных трубопроводов, прокладываемых в массивах вечномёрзлых и сезоннопромерзающих грунтов [1-5]. Одной из таких проблем, имеющей важное научно-теоретическое и прикладное значение, является проблема перекачки высоковязкого нефтепродукта, застывающего при невысоких температурах. Длительная остановка перекачки может привести к застыванию нефти в трубопроводе. Подогрев нефти только на насосно-тепловых и тепловых станциях накладывает ограничения на конструкцию и эксплуатационную надежность «горячих» трубопроводов. Время, по истечении которого возобновление перекачки высоковязкой нефти происходит без осложнений, т.е. потери на трение не превышают возможностей насосной станции, называется безопасным временем остановки «горячего» трубопровода. В противном случае происходит «замораживание» трубопровода, что связано со значительными потерями нефти и большими затратами. В случае остановки перекачки при температуре окружающей среды ниже температуры нефти происходит ее охлаждение. В результате значительно повышается вязкость, а у некоторых нефтей появляются аномальные свойства. Поэтому большое значение имеет проведение тепло-гидравлических расчетов в период пуска [6]. Тепловой расчет при пуске нефтепровода ставит своей задачей установить распределение температуры нефти по длине трубопровода в зависимости от вре-

мени с начала его заполнения. Эта температура описывается известными уравнениями [5], [6]. Большинство исследований, как экспериментальных, так и численных, ориентированных на решение актуальных проблем в этой области, рассматривают температурные поля в грунтовом массиве и граничные условия на разделе «труба-грунт», не учитывая реальной кинетики изменения температуры в самом трубопроводе. Существующие аналитические методы, прогнозирующие застывание нефти в остановленном трубопроводе, рассматривают трубопровод как линейный объект, учитывая только падение температуры по его длине. Задача нахождения безопасного времени остановки перекачки имеет большое практическое значение. При определении безопасного времени остановки перекачки необходимо знать изменение во времени температуры нефти в остановленном трубопроводе.

Цель данной работы заключается в модернизации лабораторного стенда по исследованию мерзлых грунтов, созданного ранее в ТюмГУ [7-9], с помощью которого можно оценить влияние различных факторов на процесс изменения температуры нефти в остановленном трубопроводе, а также экспериментальном исследовании на этом стенде и физико-математическом моделировании процесса остывания нефти в подземном трубопроводе при наличии или отсутствии мохорастительного покрова на поверхности мерзлого грунта. На основе анализа полученных экспериментальных данных построены зависимости, отражающие кинетику застывания нефти, а также поля, показывающие распределение температур в грунтовом массиве. Достоверность результатов данной работы в рамках принятых экспериментальных моделей обеспечивается применением теоретически обоснованных решений сертифицированными измерительными приборами, а также изучением работы подобных установок [10]. Экспериментальный стенд, на котором проводятся исследования, описанные в данной работе, состоит из морозильной камеры с размерами 2x2x2 м и возможностью регулирования температуры до -15°C , теплоизолированного лотка, системы охлаждения-нагрева модельного трубопровода и автоматизированной системы мониторинга температуры и деформаций трубопровода. Его подробное описание приводится в [8], [9].

Для проведения вышеуказанного исследования в морозильной камере был установлен модернизированный лоток и новый модельный трубопровод, в роли которого выступает стальная труба диаметром 40 мм с толщиной стенки 4 мм. Модельный трубопровод связан с системой охлаждения-нагрева, которая обеспечивает движение антифриза (для ускорения процесса замораживания грунта в лотке) и высоковязкой нефти по трубе. В качестве модернизированного лотка была использована коробчатая конструкция с размерами 980x590x540 мм и толщиной стенок 20 мм. Боковые стенки и дно лотка обшиты слоем пенопласта толщиной 100 мм для уменьшения тепловых потоков через боковые грани конструкции, которые существенно влияют на достоверность эксперимента и сходимости с реальными процессами теплопереноса при промерзании грунта (рис. 1). Автоматизированная система мониторинга температуры в грунте имеет диапазон измерений от -55°C до $+125^{\circ}\text{C}$ с точностью 0.5°C и подробно описана в [8], [9]. Схема расположения датчиков в поперечном сечении лабораторного лотка представлена на рис. 1. Измерение температуры нефти в трубопроводе осуществляется с использованием модуля АЦП-ЦАП ZET220

и персонального компьютера. Для измерения кинетики застывания нефти используются термопары ТР-01А (аналог термопары типа К — ТХА-008-200.11), установленные на подложку, что позволяет измерить градиент температуры в модельном трубопроводе по высоте. Для эксперимента была использована нефть Южно-Балыкского месторождения с массовой долей парафина — 3.2% и плотностью — 864,2 кг/м³, а также высоковязкая нефть Харьягинского нефтяного месторождения с содержанием парафинов более 18% и $T_{\text{застывания}} = -4,8^{\circ}\text{C}$.

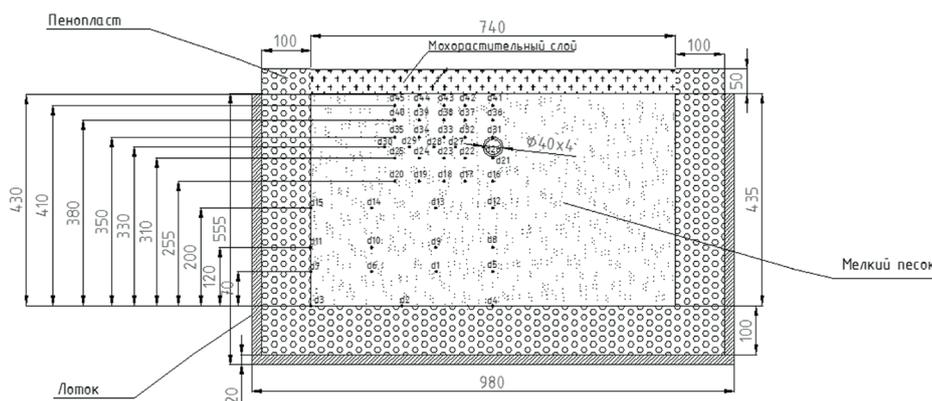


Рис. 1. Схема модернизированного лотка

Особенности эксперимента. После подготовительных мероприятий включается морозильная камера и система охлаждения-нагрева модельного трубопровода. По мере охлаждения грунтового массива производится периодический мониторинг показаний всех датчиков температуры. Процесс полного промораживания грунта в среднем занимает 12-14 часов. После достижения нужных температур в грунтовом массиве из модельного трубопровода откачивается антифриз и заливается нефть комнатной температуры (~16°C). Наблюдения продолжаются до тех пор, пока температура нефти в трубе не достигнет температуры стенки трубопровода. Полученные данные с датчиков температур сначала преобразовывались в табличную форму Microsoft Excel, а затем с помощью возможностей SigmaPlot (программы для анализа и визуализации научных и статистических данных) были построены изотермы для определенных моментов времени. В эксперименте 1 была смоделирована ситуация с наличием мохорастительного покрова (рис. 1). Для этого исследуемый лоток был засыпан слоем мха с толщиной 5 см поверх основного грунтового массива. В качестве грунта засыпки используется сухой мелкий песок, охлажденный до -6°C на поверхности и до -2°C в нижней части лотка. В ходе эксперимента 2 была смоделирована ситуация с полным отсутствием мохорастительного слоя на поверхности грунта. В качестве грунта засыпки использовался сухой мелкий песок, охлажденный до -6.8°C на поверхности и до -4.7°C в нижней части лотка. В обоих случаях температура окружающего воздуха в морозильной камере поддерживалась равной -8°C.

С помощью программы HeatMassGrunt (НМГ), разработанной на кафедре ММС ТюмГУ [7], [11], и предназначенной для моделирования теплопереноса в многофазной среде, было проведено расчетное исследование процесса теплообмена в системе трубопровод-грунт для сопоставления с результатами опыта и проверки достоверности модели. Теоретической основой программы являются балансовые уравнения сохранения массы и внутренней энергии компонент, дополненные законами градиентного массопереноса жидкой и газовой фаз, с соотношениями для фазовых переходов и теплофизическими свойствами грунтов. Результаты эксперимента 1 показаны на рисунке 2.

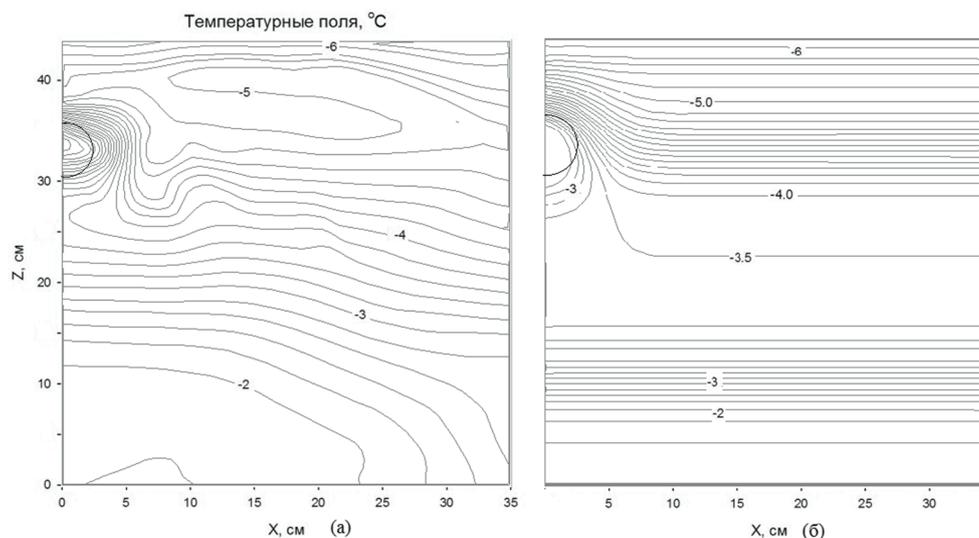


Рис. 2. Температурные поля в грунте и модельном трубопроводе, построенные по показаниям датчиков температуры, через 1 час после начала эксперимента 1 (а) и рассчитанные по программе НМГ (б)

Проведенное сопоставление расчетных и экспериментальных данных, полученных для распределения температуры в грунте, показало приемлемую сходимость результатов и подтвердило, тем самым, достоверность работы программы HeatMassGrunt (НМГ). Небольшие несоответствия (рис. 2) объясняются неравномерностью распределения датчиков в грунте, неравномерностью теплоизоляции лотка и особенностями интерполирования экспериментальных данных программой SigmaPlot. С помощью средств Microsoft Excel экспериментальные данные были сведены в графики на рис. 3, отображающие температуру нефти внутри модельного трубопровода с течением времени, исходя из показаний каждой из 3 термпар типа К-ТХА-008-200.11, установленных внутри модельного трубопровода.

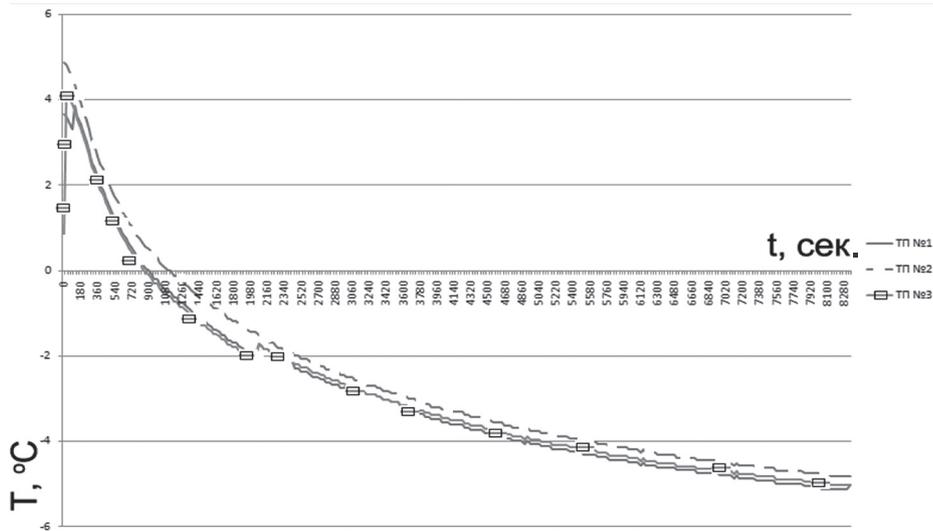


Рис. 3. Изменение температуры нефтепродукта в трубе с течением времени

Исходя из графика на рис. 3 можно судить о неравномерном распределении температуры по высоте в трубопроводе. Отклонения температур в различные моменты времени говорят о погрешности ручной заливки нефти в систему, а также о неравномерности процесса теплообмена между верхней и нижней границами модельного трубопровода и грунта. Время, через которое нефть, закачанная в модельный трубопровод, достигла первоначальной температуры стенки трубы, для эксперимента 1 составило -2,32 часа. Результаты эксперимента 2 показаны на рис. 4.

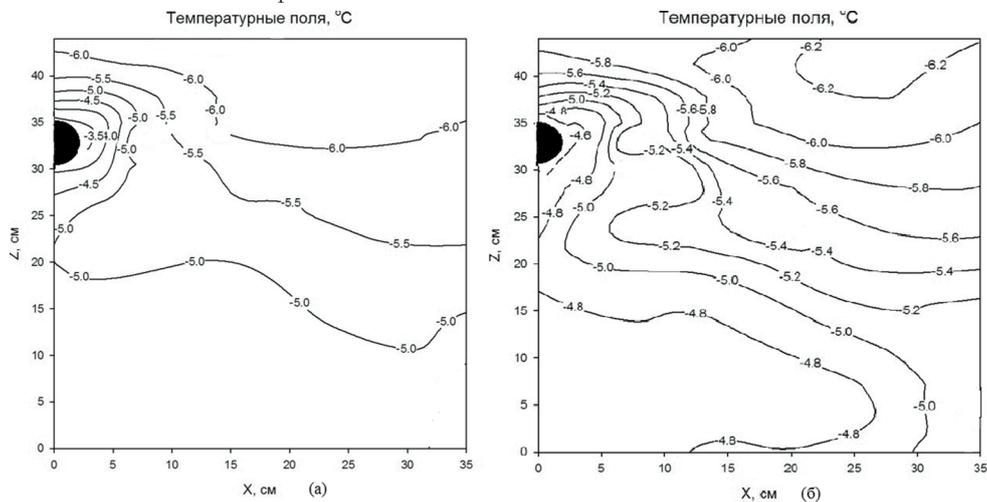


Рис. 4. Экспериментальные температурные поля в грунте: в начале эксперимента 2 (а) и через 2 часа (б)

Время, через которое нефть, закачанная в модельный трубопровод, достигла первоначальной температуры стенки трубы, для эксперимента 2 составило 1,975 часа.

Сопоставление результатов обоих экспериментов. Главным отличием проведенных опытов было наличие или отсутствие мохорастительного слоя на поверхности грунта, который является естественной теплоизоляцией сезонно-промерзающих грунтов. Промерзание грунтового массива за определенное время (12-14 ч.) для двух экспериментов дало различную картину по распределению температур в нем. Температура у нижней части лотка выше при наличии мохорастительного слоя на поверхности грунта ($T_1 = -1,8^\circ\text{C}$, $T_2 = -4,2^\circ\text{C}$). Исходя из этих данных, можно судить о непосредственном влиянии нарушения мохового покрытия на температурные поля в грунте и температуру нефти в трубопроводе. Экспериментом и расчетом установлено, что время застывания высоковязкой нефти Харьягинского нефтяного месторождения (с содержанием парафинов более $\sim 18\%$ и $T_{\text{заст}} = -4,8^\circ\text{C}$) в условиях модельного трубопровода ($d=40$ мм) при наличии ненарушенного покрытия мха примерно на 20% больше, чем при его отсутствии ($t_1=8340$ сек., $t_2=7110$ сек.).

Выводы:

1. Разработаны лабораторный стенд и методика проведения экспериментов, позволяющие исследовать температурные поля в грунте вокруг модельного трубопровода, кинетику застывания нефти в модельном трубопроводе, варьируя при этом множеством параметров, что обеспечивает практическую важность исследований.

2. В результате ряда экспериментов была смоделирована ситуация с остановкой подземного трубопровода в мерзлом грунте, еще не вышедшего на стационарный режим работы.

3. Качественно и количественно оценено влияние мохорастительного покрова и его отсутствия на процесс промерзания грунта, установившуюся температуру стенки модельного трубопровода и кинетику застывания нефти в нем.

4. С помощью программы HeatMassGrunt (НМГ), разработанной на кафедре ММС ТюмГУ, и предназначенной для моделирования тепломассопереноса в многофазной среде, было проведено расчетное исследование процесса теплообмена в системе трубопровод-грунт для сопоставления с результатами опыта; подтверждена достоверность расчетной модели.

5. Разработанная установка позволяет проводить исследования широкого класса задач трубопроводного транспорта нефти и газа и идентифицировать параметры расчетных моделей теплосилового взаимодействия грунта и трубопровода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Основы геокриологии. Ч. 4. Динамическая геокриология / Под ред. Э.Д. Ершова. М.: МГУ, 2001. 688 с.
2. Основы геокриологии. Ч. 5. Инженерная геокриология / Под ред. Э.Д.Ершова. М.: МГУ, 2001. 688 с.
3. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1991. 287 с.
4. Морозов В.Н. Магистральные трубопроводы в сложных инженерно-геологических условиях. М.: Недра, 1987. 121 с.

5. Эксплуатация магистральных газопроводов. Учебное пособие / Под общей ред. Ю.Д. Земенкова. Тюмень: Вектор Бук, 2002. 528 с.
6. Шабаров А.Б. Газодинамика. Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 2012. 402 с.
7. Шабаров А.Б., Михайлов П.Ю., Пульдас Л.А., Вакулин А.А. Физико-математическое моделирование полей температуры и льдистости в мерзлых грунтах вокруг заглубленного трубопровода // Вестник ТюмГУ. 2010. №6. С. 14-19.
8. Шабаров А.Б., Михайлов П.Ю., Вилков М.Н., Вакулин А.А., Суворовцев И.А. Экспериментальное исследование полей температуры вблизи заглубленных трубопроводов // Нефть и газ Западной Сибири. М-лы Междунар. науч.-технич. конф., посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Том II. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. С. 108-111.
9. Шабаров А.Б., Бахмат Г.В., Михайлов П.Ю., Вакулин А.А., Суворовцев И.А. Экспериментальное исследование теплосилового взаимодействия заглубленного трубопровода с мерзлым грунтом // М-лы междунар. науч.-практич. конф. по инженерному мерзлотоведению, посвященной 20-летию ООО НПО «Фундаментстройаркос». Тюмень, 2011.
10. Selvadurai, A.P.S., Konuk, J. Hu I. Computational modelling of frost heave induced soil-pipeline interaction // Cold Regions Science and Technology. 1999. №29. P. 229-257.
11. Пульдас Л.А. Нестационарные тепловые режимы в гражданских зданиях: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2008. 20 с.