

**УДК 622.692.4**

**П.В. Бурков, С.П. Буркова, В.Ю. Тимофеев, А.А. Ащеурова, О.В. Клюс**

## **АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ**

В настоящее время в Российской Федерации функционируют магистральные нефтепроводы общей протяженностью около 50 тыс.км. Несмотря на то, что проблема их надежности постоянно находится в центре внимания, на трубопроводах России ежегодно происходит более 40 тысяч отказов и аварий, при этом потери составляют более 3% от полного объема добычи нефти и газа. Значительная часть аварий обусловлена воздействием на трубопроводы непроектных нагрузок. В связи с этим при определении технического состояния трубопроводов необходимо контролировать изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) в процессе эксплуатации. Одним из основных факторов, определяющих эксплуатационную надежность подземных нефтепроводов, является их взаимодействие с окружающими грунтами.

Воздействие со стороны грунта может быть осуществлено силовым, тепловым, влажностным, химическим, коррозионным, биологическим и другими способами. В свою очередь, нефтепровод влияет на окружающий грунт как через постоянные нагрузки (вес трубы, ее давление на грунт и т.д.), так и временные длительные, обусловленные изменением температуры и давления перекачиваемого продукта по длине трассы [1-3].

Дополнительные нагрузки, действующие в период эксплуатации, приводят к быстрой выработке ресурса трубопроводов, и наиболее распространенными и опасными являются так называемые непроектные нагрузки со стороны опорной системы и нагрузки, возникающие от внешних источников (оползни, сезонные подвижки грунта), учесть которые при проектировании невозможно. Выявлять действие непроектных нагрузок возможно на стадии строительства и в период эксплуатации путем измерения и расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Известно, что основные отечественные месторождения нефти расположены в районах Западной Сибири и Крайнего Севера, поэтому трассы магистральных нефтепроводов на своем пути к потребителю неизбежно должны пересечь зоны вечной мерзлоты. На сегодняшний день изучение и прогнозирование состояния подземных трубопроводов и исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов проложенных в условиях вечной мерзлоты является актуальной научно-практической задачей.

Обычно строительство трубопроводов на мерзлых грунтах осуществляется в период, когда грунт находится в мерзлом состоянии, так как при сезонном оттаивании проезд строительной техники вдоль трассы практически невозможен. Таким

образом, начальное состояние подземного трубопровода определяется положением уложенной в мерзлый грунт трубы, и напряженно-деформированное состояние трубопровода на данный момент должно рассчитываться с учетом физико-механических свойств мерзлого грунта [3].

С вводом трубопровода в эксплуатацию при температуре транспортируемого продукта выше 0°C происходит оттаивание мерзлого грунта под трубопроводом, причем вследствие изменения физико-механических свойств грунта вдоль трубопровода размер зоны оттаивания при различных сечениях будет разный. Это приводит к изгибам, провисанию отдельных участков, большим пространственным перемещениям (чаще всего с потерей продольной устойчивости), и при определенных условиях трубопровод может разрушиться. Выполнение прочностных расчетов с учетом действительных условий работы трубопровода является одним из основных элементов, обеспечивающих поддержание его высоконадежной работы. В этом случае основной задачей расчета трубопроводов на прочность является определение напряженно-деформированного состояния, обусловленного нагрузками, возникающими от внешних источников [4-6]. Расчет НДС участка подземного трубопровода проводился методом конечных элементов, реализованным в программном комплексе ANSYS.

Участок трубопровода проходит по территории с наиболее холодной пятидневкой от -46 до -49 °C, поэтому используются трубы в северном исполнении:

- класс прочности – K56;
- диаметр – 820 мм;
- толщина стенки – 14 мм;
- внутреннее давление – 9,2 МПа;
- длина трубопровода – 12 м;
- марка стали – 09Г2ФБ.

В качестве независимых параметров упругих характеристик материала использовали модуль Юнга и коэффициент Пуассона. При определении напряженного состояния участка трубопровода учитываются кольцевые напряжения от внутреннего давления и продольные осевые напряжения от всех нагрузок, возникающих от внешних источников. С использованием ANSYS разрабатывается твердотельная модель, к которой приложены граничные условия и нагрузки в соответствии с исходными данными.

В результате расчетов получены трехмерные картины распределения характеристик НДС наиболее напряженных участков трубопроводной

системы с учетом действующих нагрузок (рис.1, 2).

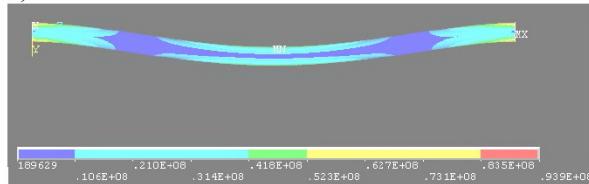


Рис. 1. Эпюра максимальных напряжений по критерию Мизеса участка подземного трубопровода, проложенного в зоне вечной мерзлоты

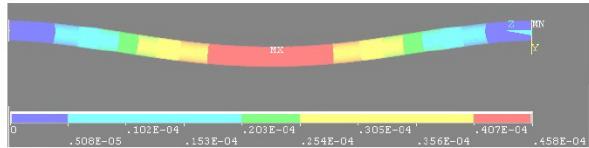


Рис. 2. Эпюра деформаций участка подземного трубопровода, проложенного в зоне вечной мерзлоты

Из представленных эпюр видно что прогиб в месте закрепления трубопроводов отсутствует. По полученным значениям перемещений построен

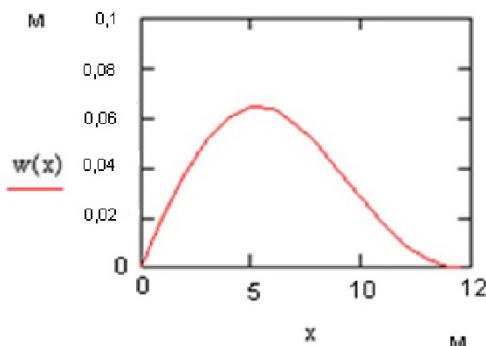


Рис. 3. Нормальный прогиб участка подземного трубопровода, проложенного в зоне вечной мерзлоты  $x$  – длина трубопровода, м;  $w(x)$  – величина нормального прогиба, м

график нормального прогиба (рис. 3).

Максимальное значение прогиба соответствует удалению от края сопряжения на 5 м. Величина прогиба составляет порядка 61 мм. Для оценки прочности трубопровода построен график изменения продольных и кольцевых напряжений в зависимости от длины участка (рис. 4).

Наибольшее значение продольных напряжений соответствует в точках закрепления, то есть величина продольного напряжения у внутренней

стенки нефтепровода в этих точках превышают предел текучести материала. Несущая способность трубопровода в точках закрепления будет исчерпана, когда давление в нефтепроводе превысит предельное значение, при котором все поперечное сечение будет охвачено пластической деформацией.

Информация, полученная в результате оценки НДС линейной части магистральных нефтепроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы.

Расчеты показывают, что при выпучивании или просадке отдельных участков трубопровода приводят к появлению недопустимых напряжений.

При больших просадках участков трубопровода возникают пластические деформации. Поэтому оценка НДС и определение наиболее нагруженных участков трубопроводов с учетом (статических и динамических) нагрузок, действующих

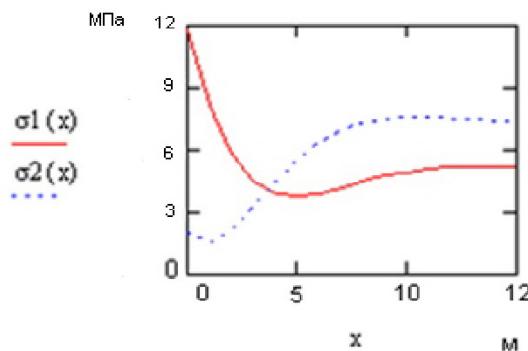


Рис. 4. Распределение продольных и кольцевых напряжений, проложенного в зоне вечной мерзлоты – длина трубопровода, м;  $\sigma_1(x)$  – продольные напряжения, МПа;  $\sigma_2(x)$  – кольцевые напряжения, МПа

при эксплуатации, является важным фактором в определении условий безопасной эксплуатации трубопровода.

С целью повышения эксплуатационной надежности трубопроводов, а также для оценки технического состояния и прогнозирования долговечности необходимо своевременно проводить техническую диагностику и анализировать НДС, используя метод конечных элементов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Хасанов Р.Р. Расчет напряженно-деформированного состояния тройников штампованных (ТШС) / Нефтегазовое дело – 2010. (<http://www.ogbus.ru>).
- Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. - М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231 с.
- СНиП 2.05.06-85\*.
- Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ. ред. Д.Г. Красковского. – М.: Компьютер-Пресс, 2002. – 224 с.: ил.

5. Безухов Н.И., Лужин О.В. Приложение методов теории упругости и пластичности к решению инженерных задач. - М.: Высшая школа, 1974. – 204 с.
6. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. ANSYS для инженеров: Справ. пособие. – М.: Машиностроение-1, 2004. – 512 с.
7. Бурков П.В., Буркова С.П., Тимофеев В.Ю., Калмыкова К.Г. Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода методом конечных элементов в условиях осадки слабосвязанных грунтов // Вестник КузГТУ, 2013, № 4. С. 79-81.

□ Авторы статьи

Бурков

Петр Владимирович.  
докт.техн.наук, проф. . каф. общей  
электротехники и автоматики  
(Томский гос. архитектурно-стро-  
ительный университет).  
Email: burkovpv@mail.ru

Буркова

Светлана Петровна,  
доцент каф. начертательной геомет-  
рии и графики (Национальный ис-  
следовательский Томский политех-  
нический университет).  
Email: [burkovasp@tpu.ru](mailto:burkovasp@tpu.ru).

Тимофеев

Вадим Юрьевич,  
доцент каф. горно-шахтного оборудо-  
вания (Юргинский технологиче-  
ский институт (филиал) НИ ТПУ,  
Email: [tv-ytitpu@mail.ru](mailto:tv-ytitpu@mail.ru)

. Ащеурова

Алиса Алексеевна.  
студент гр. 519 (Томский гос. ар-  
хитектурно-строительный уни-  
верситет), тел. 8 (3822) 652237

Клюс

Олег Владимирович,  
магистрант Института природных  
ресурсов, каф. транспорта и хране-  
ния нефти и газа НИ ТПУ, г. Томск.  
asda@sibmail.com