

7. Трумбачев В.Ф. Методика моделирования массива горных пород методами фотомеханики (две части) / В.Ф. Трумбачев, О.К. Славин. – М.: изд. ИГД им. А.А. Скочинского, 1974, 1975.
8. Филатов Н.А. Фотоупругость в горной геомеханике / Н.А. Филатов, В.Д. Беляков, Г.А. Иевлев – М.: Недра, 1975. – 184 с.
9. Краснов В.М. К решению плоской задачи теории упругости оптическим методом // Уч. зап. ЛГУ. – Л.: изд. ЛГУ, 1944. вып 13.
10. Методические указания по применению методов фотомеханики для исследования напряженно-деформированного состояния горных пород. – Л.: изд. ВНИМИ, 1975. – 56 с.
11. Веников В.А. Теория подобия и моделирования. – М.: Высшая школа, 1976. – 295 с.
12. Седов Л.И. Методы подобия и размерности в механике. – М.: Наука, 1967.
13. Свидетельство на полезную модель № 16378. Стенд для нагружения моделей / В.А. Шалауров, В.А. Усков, В.Н. Курнаков. Бюл. № 36, 2000.

Авторы статьи:

Неверов  
Александр Алексеевич,  
к.т.н., старший научный  
сотрудник лаборатории подземной  
разработки рудных месторождений  
ИГД СО РАН  
Enail: nnn\_aa@mail.ru

Неверов  
Сергей Алексеевич,  
к.т.н., старший научный  
сотрудник лаборатории подземной  
разработки рудных месторождений  
ИГД СО РАН  
Enail: nsa\_nsk@mail.ru

Васичев  
Сергей Юрьевич,  
аспирант лаборатории  
подземной разработки рудных  
месторождений ИГД СО РАН  
Enail: labprtm@list.ru

УДК 620.16

**П.В. Бурков, С.П. Буркова, В.Ю. Тимофеев, Д.Ю. Чернявский, А.А. Ащеурова**

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ  
УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА  
АЛЕКСАНДРОВСКОЕ – АНЖЕРО-СУДЖЕНСК  
МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ**

Основной объем нефти в России добывается на северных месторождениях Западной Сибири, Ямalo-Ненецкого автономного округа, Республики Коми, обширные территории которых заболочены и пересекаются реками, озерами и другими естественными и искусственными препятствиями. Магистральные нефтепроводы пересекают водные преграды различной протяженности. Проблема пересечения водных преград зачастую решается путем строительства подводных переходов.

Дальнейшее развитие нефтегазовой промышленности на основе мощных трубопроводов и эксплуатация их в районах со сложными природными условиями ставит задачи обеспечения контроля прочности и работоспособности этих конструкций, потому что теоретические расчеты прочности магистральных нефтепроводов, закладываемые в проекты, являются ориентировочными, и в принципе не могут учесть всех эксплуатационных факторов.

Подводные переходы магистральных нефтепроводов, несмотря на их сравнительно небольшой удельный вес в общем объеме строительства, относится к наиболее ответственным участкам этих сооружений. Поэтому к надежности подводных переходов предъявляются высокие требования, так как даже незначительные повреждения переходов с потерей герметичности приводят к тяжелым экологическим последствиям [1]. Повы-

шение надежности трубопроводов, пересекающих естественные и искусственные препятствия, становится актуальной проблемой на этапах проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно прогнозировать поведение сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах.

Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» на своем протяжении пересекает 98 водных преград. Рассматриваемый участок пересечения нефтепровода реки, представляет собой незастроенную, заросшую смешанным лесом территорию вдоль трассы нефтепровода, и расположен на 208-ом километре нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск». Пойма пересекаемой реки широкая, ровная, заболоченная, представляет собой вытянутые чередующиеся между собой невысокие гривы и болота, покрытые кустарником багульникальника и бересой средней густоты, вдоль русла отмечаются кустарниково-осоковый комплекс. Заболоченность составляет русла реки составляет 20%, залесенность 90%. Русло реки на участке подводного перехода извилистое, однорукавное, песчаное. Ширина русла в межень 10-15 м, глубина 1,5-2 м.

При данных начальных условиях исследование напряженно-деформированного состояния

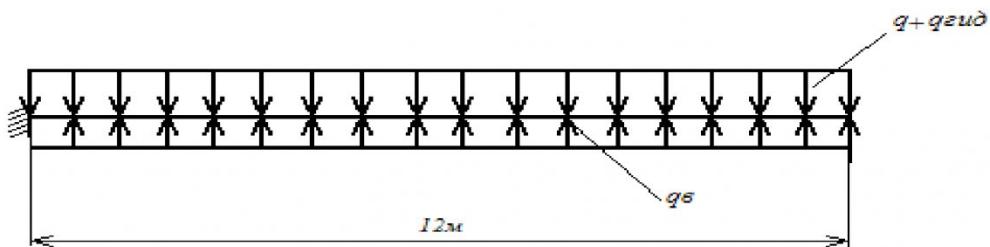


Рис. 1. Расчетная схема трубопровода

(НДС) подводного перехода заболоченного участка нефтепровода является актуально научно-практической задачей [2].

Расчет НДС трубопроводных конструкций, базирующийся на методах сопротивления материалов и строительной механики не позволяет провести адекватный анализ прочности трубопроводов топливно-энергетического комплекса с требуемой точностью, а в некоторых случаях может дать неверную качественную картину НДС конструкции. В настоящее время интенсивное развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Среди этих методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ). К достоинствам МКЭ следует отнести и минимум требований к исходной информации, и оптимальную форму результатов. Учет температурного влияния и работы конструкции не вносит в реализацию метода принципиальных затруднений. Анализ конструкций с использованием МКЭ является в настоящее время универсальным инст-

рументом для прочностных и других видов расчетов конструкций [3]. Информация, полученная в результате оценки НДС трубопроводов, 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 [4].

Параметры рассматриваемого нефтепровода:

- диаметр – 1220 мм, толщина стенки трубы – 20 мм;
- рабочее давление – 3,7 МПа;
- материал трубы – сталь 13ГС, временное сопротивление разрыву  $\sigma_{вр}=510$  МПа, предел текучести  $\sigma_t=335$  МПа.

Расчетная схема представлена на рис.1. На схеме показаны нагрузки на нефтепровод в месте его перехода из грунта в воду.

В соответствии с конструкцией нефтепровода один его конец закреплен в жесткую заделку. На нефтепровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: равномерно распределенная нагрузка от веса самой трубы с изоляцией и перекачиваемой нефти –  $q$ , распределенная нагрузка от

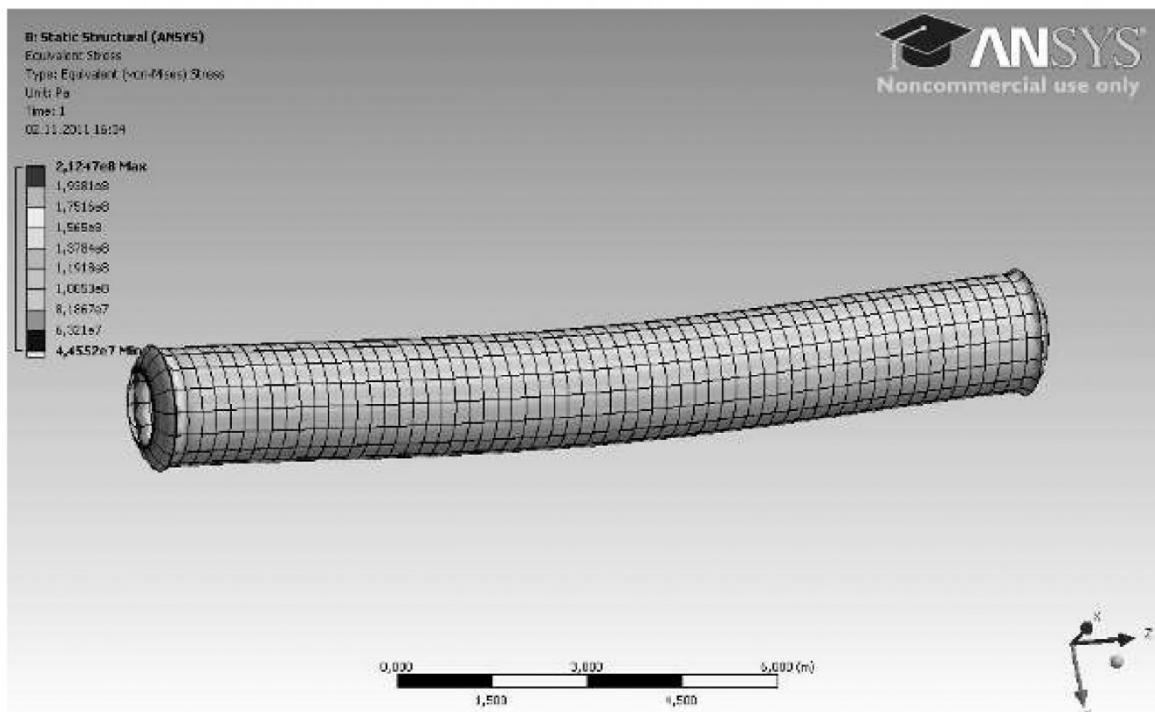


Рис. 2. Эпюра эквивалентных напряжений по Мизесу на исследуемом участке

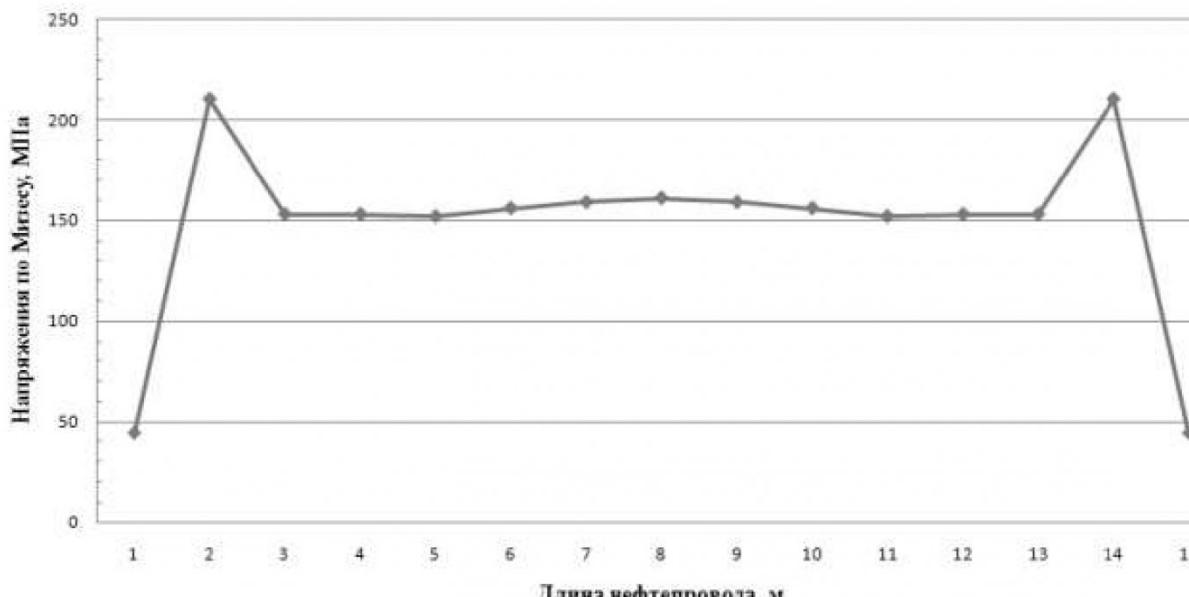


Рис. 3. График распределения эквивалентных по Мизесу по длине нефтепровода

выталкивающей силы воды –  $q_w$ , распределенная нагрузка от гидростатического давления воды –  $q_{\text{гид}}$ . На данном этапе в расчетах приняты допущения об отсутствии нагрузок, действующих в зимний период и температурного влияния на нефтепровод.

Для получения эпюр, исследования НДС нефтепровода и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющих на деформацию была создана с помощью программного продукта ANSYS трехмерная объемная

модель участка нефтепровода. На базе данной модели проводится расчет эквивалентных напряжений по Мизесу и перемещений, возникающих в нефтепроводе.

Результаты моделирования в расчетной среде ANSYS представлены на рис. 2 и 4. В соответствии с расчетной схемой к модели применены граничные условия: левый торец модели зафиксирован от перемещения, также приложена равномерно распределенная нагрузка. Приложенная нагрузка – статическая.

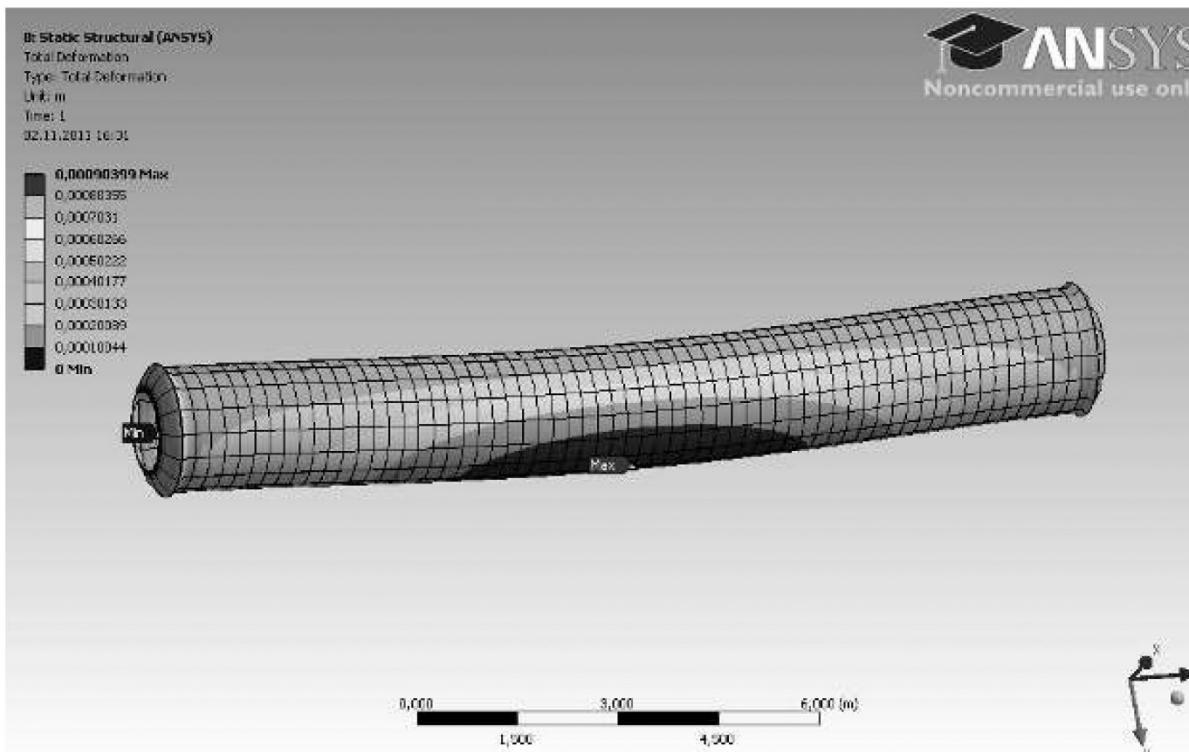


Рис. 4. Эпюра эквивалентных деформаций на исследуемом участке нефтепровода

Из эпюры видно, что эквивалентные напряжения по всему нефтепроводу не превышают значения 212,4 МПа, что примерно в 1,67 раза меньше предела текучести материала трубопровода. Максимальные напряжения наблюдаются на среднем участке трубы.

По данным моделирования был получен график распределения эквивалентных напряжений по Мизесу по длине нефтепровода (рис. 3).

Из графика видно, что существенных колебаний величины напряжений нет, максимальные напряжения в нефтепроводе достигают значения в 212,4 МПа, среднее напряжение составляет 150 МПа.

Также получена эпюра эквивалентных деформаций трубопровода (рис. 4).

Из эпюры видно что максимальная деформация нефтепровода не превышает 1,0 мм на длине 12 м. Максимальные деформации также наблюдаются на среднем участке нефтепровода. По данным моделирования был получен график распределения деформаций по длине трубопровода (рис.5).

Полученные значения позволяют оценить возникающие в трубопроводе напряжения и деформации, однако полученные результаты не дают полную картину нагружения, в связи с чем необходимо детальные исследования напряженности

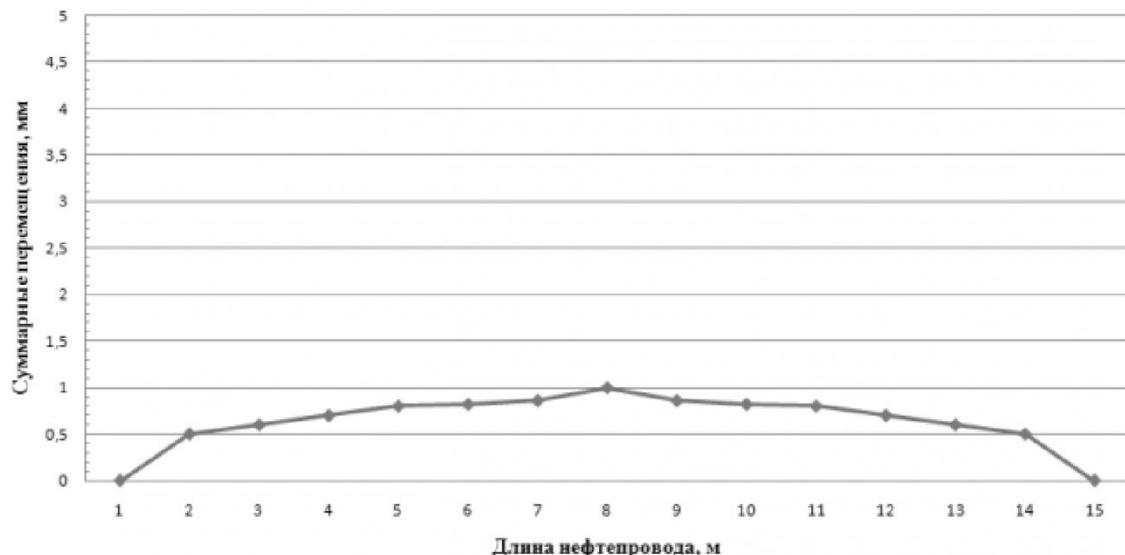


Рис. 5. График распределения эквивалентных деформаций на исследуемом участке

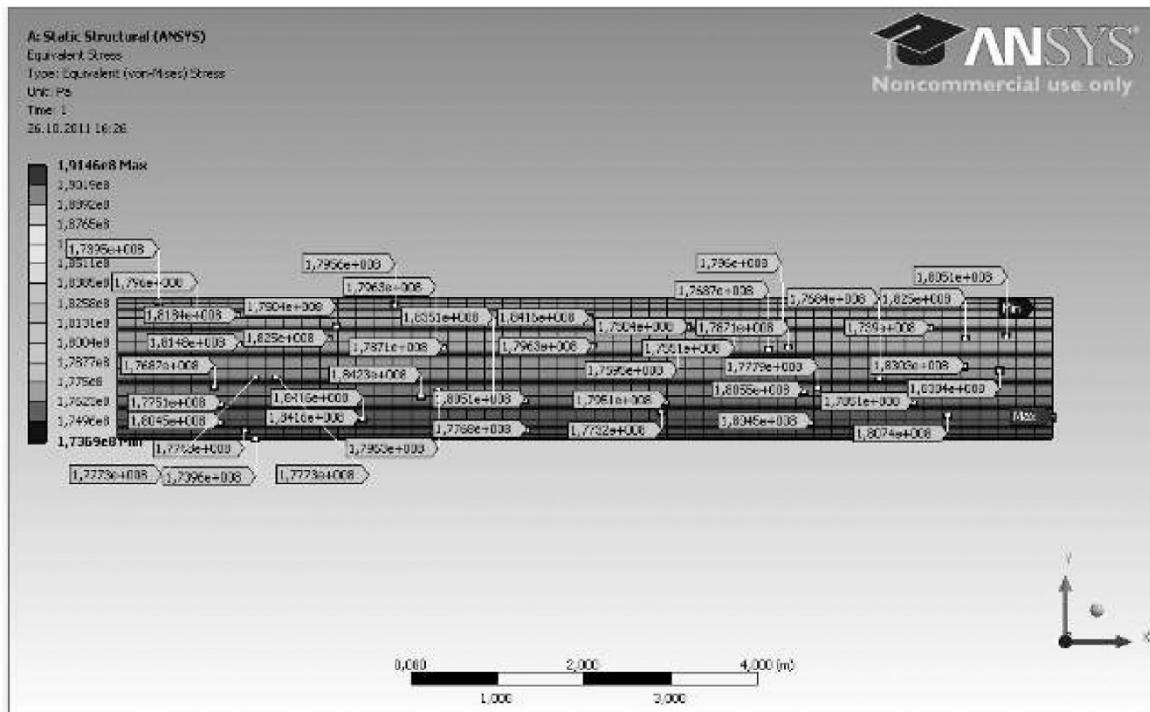


Рис. 6. Эпюра кольцевых напряжений в трубопроводе

деформированного состояния газопровода. Под действием внутреннего давления кольцевые напряжения в прямых трубах распределяются равномерно по все окружности трубы [5]. Для полноты картины нагружения и произведем расчет трубопровода по кольцевым напряжениям. Для построения эпюры кольцевых напряжений используем созданную модель участка нефтепровода и приложим только расчетное давление (рисунок 6).

Максимальные кольцевые напряжения участка нефтепровода под действием расчетного давления по методу конечных элементов составляют  $\sigma_k = 191$  МПа. Из эпюры видно, что под действием изгиба и внутреннего давления наиболее опасным сечением является среднее по длине, и именно там возникают максимальные продольные и кольцевые напряжения.

Для оценки адекватности полученной модели сравним данные численного эксперимента с аналитическим расчетом. Величина кольцевых напряжений определяется по формуле [5]:

$$\sigma_{a.k.} = \frac{p \cdot r_{bh}}{\delta} \cdot \frac{2 \cdot R + r_{bh} \cdot \sin \alpha}{R + r_{bh} \cdot \sin \alpha} \quad (1)$$

где  $p$  – внутреннее давление в трубе, Па;

$r_{bh}$  – внутренний радиус трубы, м;

$\delta$  – толщина стенки трубы, м;

$R$  – радиус изгиба колена, м;

$\alpha$  – центральный угол, определяющий положение точки на поперечном сечении кривой трубы, в которой подсчитывается напряжение, град.

Максимальные аналитические расчетные значения кольцевых напряжений составляют  $\sigma_{a.k.} = 180$  МПа. Погрешность расчета составит:

$$\Delta = \frac{\sigma_k - \sigma_{a.k.}}{\sigma_k} \cdot 100 \% = \frac{191 - 180}{191} \cdot 100 \% = 5,7\% \quad (2)$$

Таким образом, принятая модель и метод оценки дает погрешность не более 10%.

Из полученных и представленных результатов можно сделать следующие выводы:

- наиболее опасное сечение нефтепровода находится в месте перехода из одной среды в другую; здесь наблюдаются максимальные эквивалентные напряжения и деформации, которые снижают уровень надежности нефтепровода;

- суммарные эквивалентные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды;

- наиболее опасное сечение находится в центре нефтепровода.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 237 с.: ил. - ISBN 5-8365-0049-5.
2. П.В. Бурков, С.П. Буркова, В.Ю. Тимофеев, К.Г. Калмыкова Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода методом конечных элементов в условиях осадки слабосвязанных грунтов / Журнал. // Вестник КузГТУ. 2013. № 3. С. 12-15.
3. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах [Текст]. – М.: Компьютер Пресс, 2002. – 224 с.
4. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. – М.: Машиностроение, 2004.-512с.
5. Камерштейн А.Г., Рождественский В.В., Ручимский М.Н. Расчет трубопроводов на прочность. Справочная книга: – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1963. - 375 с.

### □ 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  
геометрии и графики  
(Национальный исследовательский  
Томский политехнический  
университет).  
Email: burkovasp@tpu.ru

Тимофеев

Вадим Юрьевич,  
доцент каф. горно-шахтного  
оборудования  
(Юргинский технологический  
институт (филиал) НИ ТПУ),  
Email: tv-ytitpu@mail.ru

Чернявский

Дмитрий Юрьевич.  
Магистрант (Национальный  
исследовательский Томский  
политехнический университет).  
Email: dima-  
chernyavskiy@yandex.ru

Ащеурова

Алиса Алексеевна.  
студентка гр. 519 (Национальный  
исследовательский Томский  
политехнический университет).  
тел. 8 (3822) 652237