

## НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ЛИНЕЙНОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА С УЧЕТОМ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ И РЕМОНТНЫХ РАБОТ

д.ф.-м.н. <sup>1</sup>Щербаков С.С., <sup>2</sup>Козик А.Н., асп. <sup>1</sup>Насань О.А.

<sup>1</sup>Белорусский государственный университет, г. Минск  
<sup>2</sup>ОАО «Гомельтранснефть Дружба», Республика Беларусь

### Введение.

Для анализа напряженно-деформированного состояния моделей неповрежденных участков трубопровода достаточно гипотезы о большой длине трубопровода для перехода к двумерной постановке, в которой поперечное сечение моделируют кольцом. Постановка граничной задачи обычно заключается в рассмотрении внутреннего давления или температуры. Решение поставленных таким образом задач дает приемлемые результаты при сравнительно несложной процедуре расчета как аналитического, так и численного [1]. Для учета влияния коррозионного дефекта на напряженно-деформированное состояние чаще всего необходим переход к трехмерной постановке, после чего возникает задача определения геометрии и характера повреждения. В данной работе рассматривается внутреннее повреждение стенки трубы (коррозионный дефект) с внешним диаметром 720 мм.

### Постановка задачи.

Применительно к линейному участку трубопровода наибольшую опасность представляют протяженные глубокие, расположенные друг за другом, дефекты. В работе рассмотрено влияние протяженного обособленного дефекта, расположенного в центре нижней части секции трубопровода с толщиной стенки в 8,8 мм. Компьютерная модель секции трубопровода была построена с учетом одного из наибольших дефектов шириной 117 мм, длиной 1146 мм и глубиной 1,5 мм, расположенного на участке ННС Пинск нефтепровода Мозырь – Брест 3 [2, 3]. Статические расчеты в упругой постановке (см. табл. 1) проводились из предположения об эллипсоидальной форме дефекта для трех моделей секций трубопровода (см. табл. 2). Для анализа напряженно-деформированного состояния в силу симметрии модели было достаточно рассмотреть четверть секции трубы.

Таблица 1 – Механические характеристики материалов системы

| Название материала | Механические характеристики |       |                  |
|--------------------|-----------------------------|-------|------------------|
|                    | $E$ , ГПа                   | $\nu$ | $\sigma_r$ , МПа |
| 09Г2С              | 210                         | 0,3   | 395              |
| 17ГС               | 210                         | 0,3   | 360              |

Таблица 2 – Кодификация расчетов

| Условия нагружения | Стальная труба без дефекта на воздухе (аналитический двумерный расчет) | Стальная труба с внутренним дефектом на воздухе | Стальная труба с внутренним дефектом, стальной обжимной муфтой и набивным кольцом на воздухе |
|--------------------|--|---|--|
| Код расчета        | T  | DT  | DTI  |

Коэффициент трения скольжения  $f$  между сталями 09Г2С (обжимная муфта) и 17ГС (секция трубопровода) был принят равным 0,18.

Граничные условия для расчета трубы с коррозионным дефектом в трехмерной постановке на воздухе определяются соотношениями:

$$\sigma_r|_{r=r_1} = -p_1, \sigma_r|_{r=r_2} = 0, \quad (28)$$

где  $p_1$  задается исходя из проектного давления в секции трубы диаметром 720 мм и толщиной стенки в 8,8 мм и составляет 4,76 МПа (48,5 кгс/см<sup>2</sup>) [2].

Для уменьшения напряжений в трубах с внутренними дефектами применяют различные ремонтные конструкции, например металлическую обжимную приварную муфту, муфту с композиционным наполнителем, полимерную муфту и др. кольцами (см. рисунок 5,а, в) [2, 4].

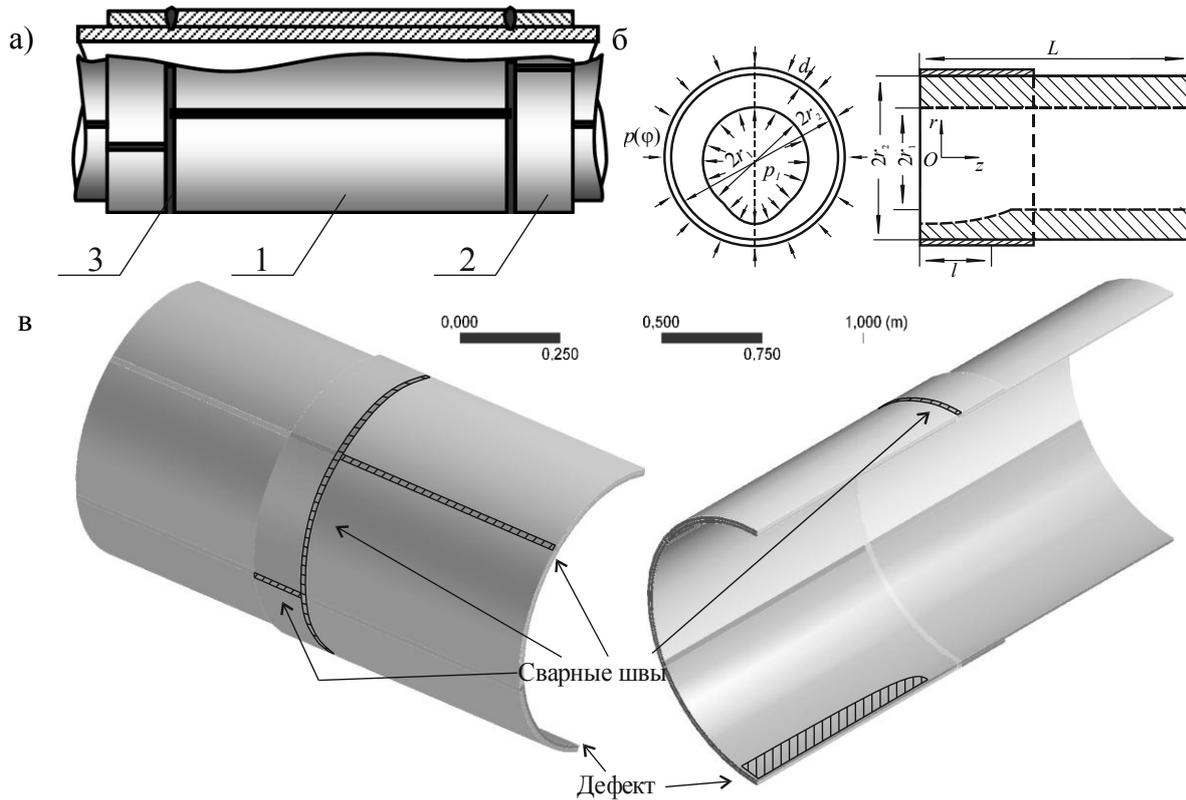


Рис. 1. Труба с коррозионным повреждением и приварной муфтой а) схема ремонта (1 – приварная муфта, 2 – технологическое кольцо, 3 – сварные швы); б) расчетная схема; в) трехмерная компьютерная модель

В рамках проведенных исследований был рассмотрен ремонт обжимной приварной муфтой с технологическими кольцами. Граничные условия (см. рисунок 5,б) были заданы соотношениями

- для внутренней поверхности секции трубопровода:

$$\sigma_r|_{r=r_1} = -p_1, \sigma_r|_{r=r_2, z \in [0; l]} = p_n(\phi, z), \quad (29)$$

- для сварных соединений между муфтой и секцией трубопровода:

$$\mathbf{u}^{(1)}|_{r=r_2, z \in [0; l]} = \mathbf{u}^{(2)}|_{r=r_2, z \in [0; l]}, \quad (30)$$

- для контактных поверхностей между муфтой и секцией трубопровода:

$$\sigma_{r\tau}|_{r=r_2, z \in [0; l]} \leq f p_n(\phi, z), \sigma_r|_{r=r_2+d, z \in [0; l]} = 0, \quad (31)$$

- для внешней поверхности секцией трубопровода вне контакта с муфтой:

$$\sigma_r|_{r=r_2, z > l} = 0, \quad (32)$$

здесь индекс 1 соответствует трубе, а 2 – муфте,  $d$  – толщина муфты,  $p_n(\phi, z)$  – распределение давления на контактной поверхности трубы и ремонтной конструкции,  $\tau = \phi, z, f$  – коэффициент трения.

В соответствии с работами [4, 5] толщины  $d$  приварной муфты и технологических колец не могут быть меньше толщины стенки секции трубы и составляют 10 мм. Перекрытие дефекта муфтой должно быть не менее чем на 100 мм в обе стороны, в соответствии с этим ее длина принята равной 1346 мм, длина кольца 145 мм, толщины сварных швов – 1,5 мм, окружное расстояние между ближайшими сварными швами – не менее 100 мм.

Перед анализом данного участка трубопровода в соответствии с рисунками 6-7 была проведена верификация конечно-элементной модели посредством сравнения главных нормальных напряжений и деформаций по толщине стенки для неповрежденной части секции с аналитическими решениями [1,6] при одинаковом внутреннем давлении, показавшее их хорошее соответствие.

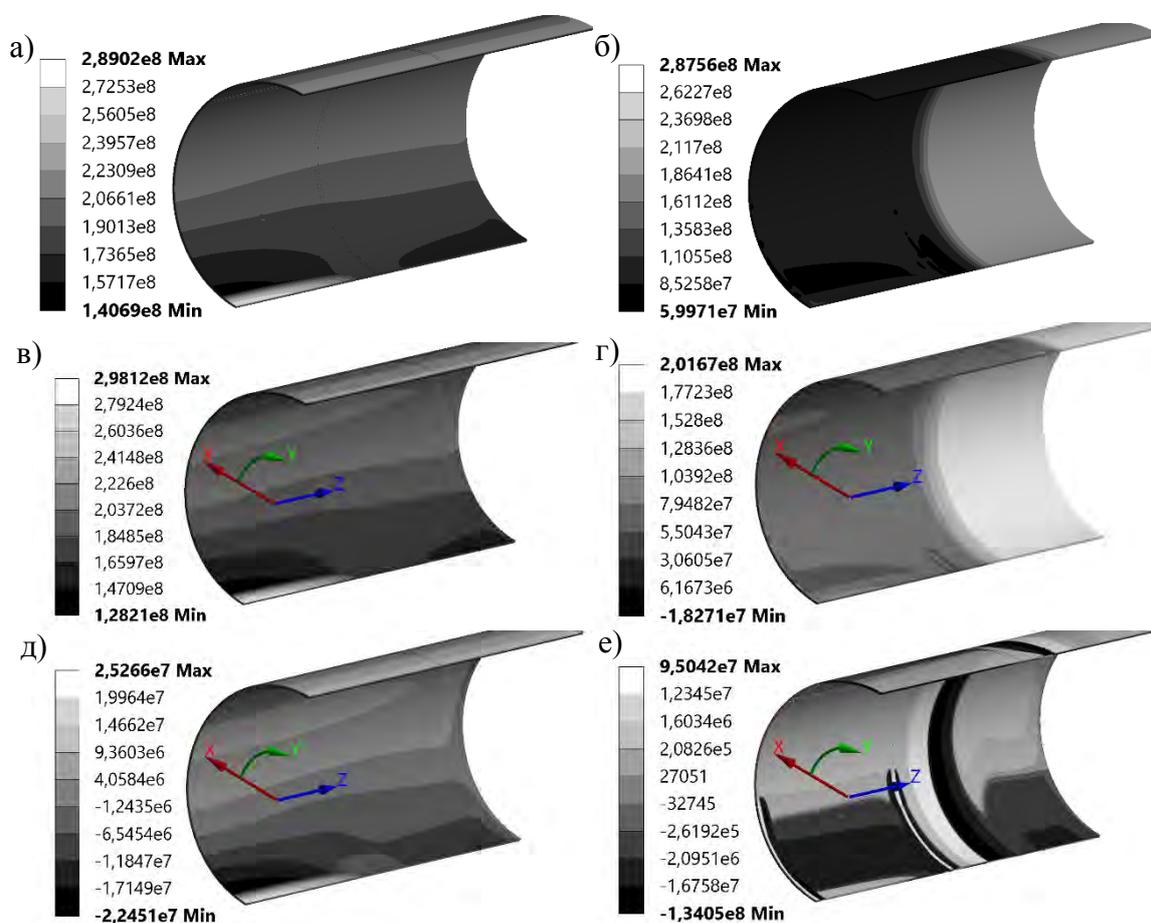


Рис. 2. Распределения: а) интенсивности напряжений  $\sigma_{int}$  в секции трубы DT; б) интенсивности напряжений  $\sigma_{int}$  в секции трубы DTI; в) окружных напряжений  $\sigma_\phi$  в секции трубы DT; г) окружных напряжений  $\sigma_\phi$  в секции трубы DTI; д) осевых напряжений  $\sigma_z$  в секции трубы DT; е) осевых напряжений  $\sigma_z$  в секции трубы DTI

При оценке полученных результатов напряженно-деформированного состояния наиболее значимыми являются распределения интенсивности напряжений, характеризующие состояние материала в целом, а также окружные и осевые (продольные) напряжения, дающие наибольший вклад в расчет интенсивности.

Из рисунков 6-7 следует, что пластических течений в одной из наиболее поврежденных секций трубопровода (даже извлеченной из грунта) не возникает.

Наибольшие напряжения в расчете ДТ сосредоточены в области дефекта. Возникновение сравнимых с ними по величине напряжений в расчете ДТИ (в частности, осевых напряжений  $\sigma_z$ , см. рисунок 7,в) связано с возникновением концентратора в окрестности края контактного взаимодействия технологического кольца со стенкой трубы и, отчасти, погрешностью конечно-элементного расчета.

Также использование приварной муфты приводит в окрестности коррозионного дефекта к снижению интенсивности напряжений  $\sigma_{int}$  и  $\sigma_\phi$  примерно на 50 %, а осевые напряжения  $\sigma_z$  при этом меняют знак в некоторых подобластях окрестности дефекта (см. рисунки 6-7).

В нижней точке коррозионного дефекта использование муфты приводит к снижению интенсивности напряжений  $\sigma_{int}$  примерно на 58 %, а окружных напряжений  $\sigma_\phi$  примерно на 55 %. Осевые напряжения  $\sigma_z$  в данной области увеличиваются на 227 % (с 25 до 82 МПа), уменьшаясь при этом в окружном направлении до 57% от величины напряжений в неповрежденной части трубы (см. рисунок 7).

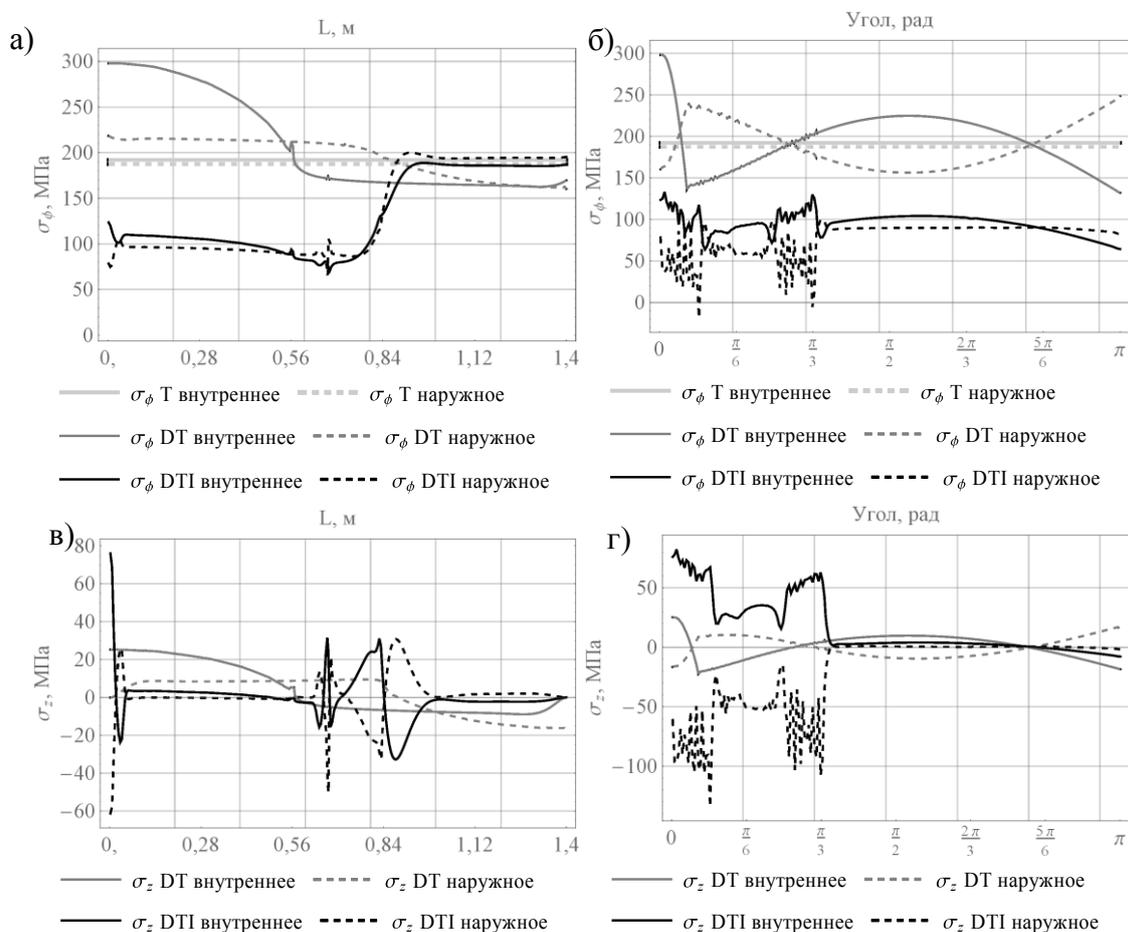


Рис. 3. Распределение напряжений по внутренней и внешней поверхностям трубы в области дефекта: а)  $\sigma_\phi$  в продольном направлении; б)  $\sigma_\phi$  в окружном направлении; в)  $\sigma_z$  в продольном направлении; г)  $\sigma_z$  в окружном направлении

Также были проанализированы данные по 233 км трубопровода расположенного на участке ННС Пинск нефтепровода Мозырь – Брест 3 [2] и получены распределения внутренних дефектов в зависимости от угла их расположения (см. рисунок **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, а), от их площади и глубины (см. рисунок **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, в) и от толщины стенки секций (см. рисунок, г). Эти распределения показывают, что наибольшая концентрация дефектов имеет место в окрестности нижней образующей трубы расположения (см. рисунок **Ошибка! Источник**

ссылки не найден., а). Наибольшее количество дефектов имеет глубину до 2 мм и площадь до 50 000 мм<sup>2</sup> (см. рисунок **Ошибка! Источник ссылки не найден., в**).

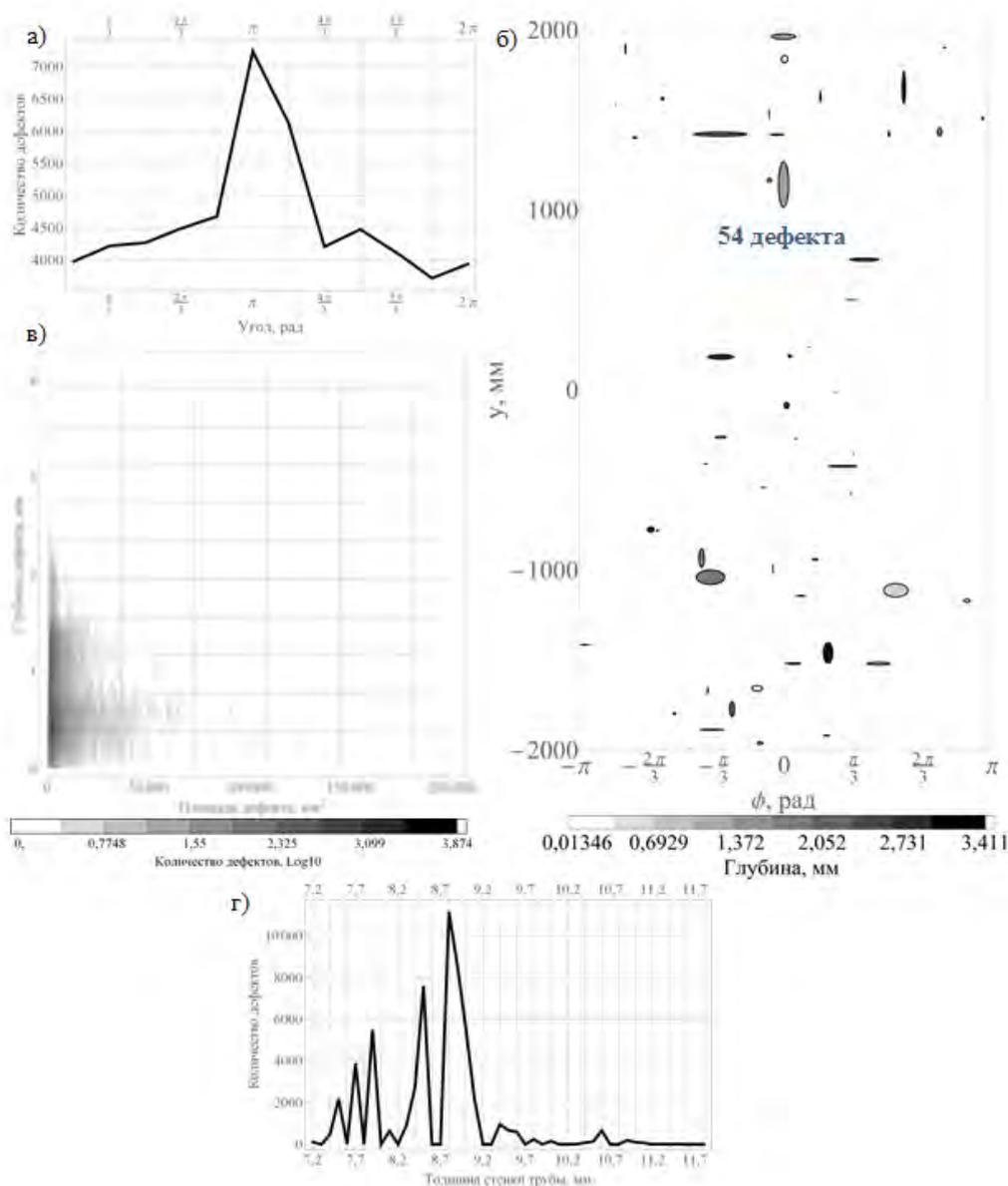


Рис. 4.

Были определены параметры Вэйбулловских распределений, описывающих длины, ширины и глубины дефектов. Угловое положение описывается Гауссовским распределением. Распределение дефектов в продольном направлении секции трубы задавалось равномерным. На рисунке **Ошибка! Источник ссылки не найден.,б** представлены сгенерированные по данным распределениям дефекты на развертке секции трубы с долей объемной поврежденности, составляющей 0,1%.

В дальнейшем целесообразно проведение сравнительного анализа напряженно-деформированного состояния и интегральных показателей повреждаемости участка трубопровода с одним крупным и множественными небольшими дефектами.

#### Заключение.

На основе построенной компьютерной конечно-элементной модели рассчитано напряженно-деформированное состояние секции трубы с коррозионным повреждением. Также рассчитана модель с ремонтной приварной муфтой с технологическими

кольцами. Для одного из наибольших дефектов показано, что при нормативном давлении 4,76 МПа пластическое течение в трубопроводе не возникает. Показано, что в области ремонта происходят значительные как количественные, так и качественные изменения в напряженно-деформированном состоянии. Ремонт, в целом, уменьшает максимальные напряжения в области дефекта не менее чем в 2 раза. Однако на краю контактного взаимодействия обжимной муфты и секции трубы возникает значительный всплеск осевых и продольных напряжений. В качестве направления дальнейших исследований обозначено проведение сравнительного анализа напряженно-деформированного состояния и интегральных показателей повреждаемости участка трубопровода с одним крупным и множественными небольшими дефектами.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Пономарев, С.Д. *Расчеты на прочность в машиностроении* / С.Д. Пономарев, В.Л. Бидерман, К.К. Лихарев, В.М. Макушин, Н.Н. Малинин, В.И. Феодосьев // М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1958. Т.2. 974 с.
2. Тюрин, И.Г. *Технический отчет по диагностическому обследованию нефтепровода внутритрубными инспекционными приборами «Многоканальный профилемер ПРН», «Дефектоскоп внутритрубный магнитный МСК», «Комбинированный ультразвуковой дефектоскоп ДКУ»* / И.Г. Тюрин, В.П. Авдеев, М.В. Масленников, А.Б. Гавришин, 2013. 326 с.
3. Щербаков, С.С. *Напряженно-деформированное состояние и повреждаемость линейного участка нефтепровода с учетом коррозионных дефектов* / С.С. Щербаков, О.А. Насань, А.Н. Козик // *Актуальные вопросы машиноведения. Выпуск 5, 2016.* – С. 223-227.
4. *Перечень методов ремонта по РД-23.040.00-КТН-140-11* ОАО «АК «Транснефть».
5. *Паспорт. Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт П2 820x10x500 №6*, – Московская 118, Пенза, 2004. 3 с.
6. Щербаков, С.С. *Напряженно-деформированное состояние нагруженной внутренним давлением модели трубы с учетом влияния различных коррозионных повреждений, намоток и грунта* / С.С. Щербаков, Л.А. Сосновский, М.А. Журавков, В.В. Воробьев, О.А. Насань, А.Н. Козик // *Тр. VI Междунар. симпозиума по трибофатике (ISTF 2010), 25 окт. – 1 нояб. 2010 г., Минск / редкол. : М. А. Журавков (пред.) [и др]. – Минск : БГУ, 2010. – Ч. 1. – С. 821–832.*

E-mail: [sherbakovss@mail.ru](mailto:sherbakovss@mail.ru)  
[nasan\\_o@mail.ru](mailto:nasan_o@mail.ru)  
[oleg.nasan@gmail.com](mailto:oleg.nasan@gmail.com)

Поступила в редакцию 11.11.2016