

тепломассопереноса в трубопроводах // Вестник ЗСО РАЕН, – 2017. – №20. – 30с. (в печати).

7. Lai Y.G., So R.M.C. Near-wall modelling of turbulent heat fluxes// International Journal of the Heat and Mass Transfer. 1990. Vol.33. №7. P. 1429–1440.
8. Базис HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 311 с.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА С УЧЕТОМ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНЫ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Р.Г. Афанасьев, Е.Ю. Гвоздырев, М.Н. Коваленко

Научный руководитель доцент В. Г. Крец

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Арктика весьма богата нефтью, газом и другими полезными ископаемыми. В настоящее время здесь добывается десятая часть общемировых объемов нефти и четвертая часть – природного газа. На российском Крайнем Севере сосредоточено 80% всей арктической нефти и практически весь газ. Проведённые исследования показывают, что в Арктике находится значительная часть ещё не разведанных мировых запасов нефти.

За полярным кругом было открыто свыше 400 наземных месторождений нефти и газа. На 60 из них активно ведётся добыча, однако около четверти ещё не разработано. Более двух третей разрабатываемых месторождений находится в России, главным образом в Западной Сибири. Основной нефтегазовый район России и один из крупнейших нефтедобывающих регионов мира – Ханты-Мансийский автономный округ. Здесь добывается 57% нефти в стране.

Кроме того, на шельфе Баренцева моря разведано 11 месторождений, в том числе четыре нефтяных, три газовых, три газоконденсатных и одно нефтегазоконденсатное. Крупнейшее в мире Штокмановское месторождение содержит около 4000 млрд куб. м газа [1].

Цель работы заключается в нахождении оптимальных условий, которые обеспечат прочностные характеристики стальных трубопроводов для надежной и долговечной эксплуатации в условиях Крайнего Севера. В процессе технологического цикла изготовления и эксплуатации нефтепроводов из стали в них возможно появление нагрузок разного рода, приводящие к образованию дефектов и в будущем к разрыву [2].

Смоделируем трубопровод с дефектом: длина трещины 450 мм, глубина 11 мм, ширина трещины 10 мм. Диаметр исследуемого нефтепровода 1020 мм, толщина стенки 16 мм, рабочее давление 5 МПа, температура окружающей среды - 50°C. Нефтепровод проходит над землей, плотность нефти $\rho = 750 \text{ кг/м}^3$. Характеристика материала трубы: сталь СТ20 со следующими механическими характеристиками: предел прочности $\sigma_b = 690 \text{ МПа}$, предел текучести $\sigma_t = 560 \text{ МПа}$ [3]. На нефтепровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы и перекачиваемого продукта – $q = q_t + q_{п.}$

$$q_t = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2) = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,988^2) = 4355,6 \text{ Н/м}^2,$$

где $n_{св} = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$;

D_n – наружный диаметр трубы;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы.

$$q_{п} = \rho \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 750 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,988^2}{4} = 5637,8 \text{ Н/м}^2,$$

где ρ – плотность нефти;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения.

$$q = q_T + q_{п} = 4355,6 + 5637,8 = 9993,4 \text{ Н/м}^2 \text{ [4].}$$

Проанализируем 2 модели: модель 1 – на трубе образована трещина максимального размера; модель 2 – труба отремонтирована с помощью муфты П2. Моделирование и расчет напряженно-деформированного состояния проводились методом конечных элементов в программном продукте ANSYS Workbench [5]. Расчетная схема представлена на рисунке 1.

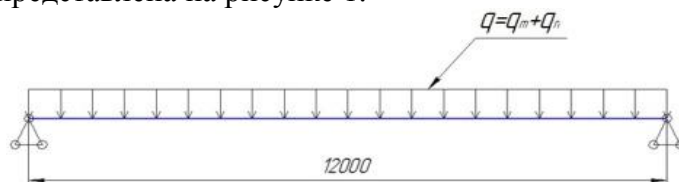


Рис.1 Расчетная схема нефтепровода

На рисунке 2 представлены результаты моделирования трубопровода с дефектом (а), и с выполненным ремонтом при помощи муфты П2 (б).

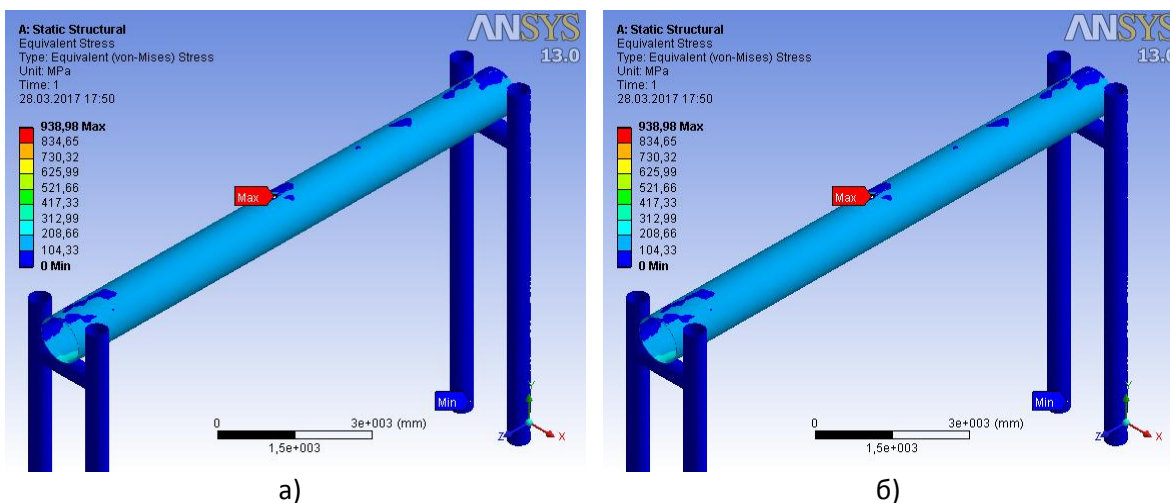


Рис.2 Напряжение по Мизесу с трещиной без муфты (а) и напряжение по Мизесу с трещиной и с муфтой (б)

Вывод: в ходе работы было проведено моделирование трубопровода, проложенного в условиях Крайнего Севера, с дефектом стенки трубы «трещина», по результатам которого можно сделать вывод, что после ремонта муфтой П2 максимальное напряжение, действующее на трубопровод, $\sigma_{\text{Max}} = 320,35 \text{ МПа}$ не превышает предел прочности $\sigma_B = 690 \text{ МПа}$.

Литература

1. Природные ресурсы [Электронный ресурс]. – URL: <http://ru.arctic.ru/resources/>. Дата обращения: 15.03.2017.

2. Курочкин В.В. Прогнозирование ресурса и капитального ремонта магистрального нефтепровода, автореферат диссертации, Москва, 2000, с. 26.
3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.
4. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой).
5. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИХ, ТЕПЛОВЫХ И ДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗМУЩЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДЕ, ПОДВЕРЖЕННОМ ВОЗДЕЙСТВИЮ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Д.Л. Вахитов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Известно, что пульсации давления рабочих сред генерируют интенсивные поперечные колебания в трубопроводах [1-3]. Данные обстоятельства приводят к существенным снижениям их прочности и надежности. Библиографический анализ показывает [1-8], что в настоящее время имеются многочисленные экспериментальные данные результатов исследований взаимодействий динамических процессов в рабочих жидкостях с элементами гидромеханических систем. Например, в [3-5] получены экспериментальные результаты силовых возбуждений трубопровода пульсациями рабочих сред. Несмотря на серьезную практическую зависимость решений задач расчетов амплитуды установившихся колебаний трубопроводов под действием пульсирующих потоков рабочих жидкостей, такие проблемы все еще ждут своего решения. В [6] предложены решения указанных задач для частных случаев основных параметрических резонансов. В [7] обсуждаются перспективы использования оригинальных виброакустических моделей в прогнозе процессов в прямолинейных однородных трубопроводах. В них решения уравнений, описывающих колебания трубопроводов, выполнено в рамках аналитических подходов. Отмечается, что сложность и громоздкость математических преобразований приводит к необходимости принятия допущений, оказывающих существенные влияния на точность решения задач. В то же время в [8] подчеркиваются очевидные преимущества методов численного решения рассматриваемых задач в рамках подходов с учетом детального интегрирования определяющих уравнений математической модели и их краевых условий.

В данной работе представлена физико-математическая модель поперечных колебаний прямолинейных неоднородных участков трубопроводов в условиях пульсации полей давления и скоростей протекающих жидкостей.

По сравнению с известными работами здесь учитываются следующие физические особенности процесса:

- возможные аксиальные неоднородности геометрических и физических параметров трубопроводов;
- наличие заданного числа и значений упруго-жесткостных характеристик опор трубопроводов;
- распределенность параметров пульсирующих жидкостей.

Кроме того, важными считаются положения: