

Рис. 7. Распределение напряжений в области дефекта без установки муфты

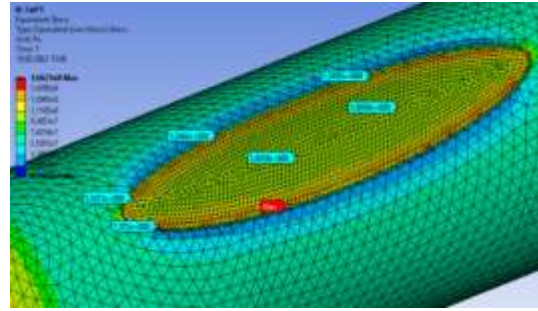


Рис.8. Распределение напряжений в области дефекта при установке муфты III

Получены расчетные модели для оценки напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода с дефектом потери металла до и после ремонта композитной муфтой П1. Отмечено, что установка муфты значительно повышает коэффициент запаса прочности. Установлено, что характер распределения напряжений в стенке трубы в области дефекта потери металла зависит от значений параметров дефекта и должен учитываться при расчете трубопровода на прочность и усталостную долговечность в каждом конкретном случае. Результаты работы могут быть использованы при разработке методик обоснования целесообразности ремонта магистральных нефтепроводов с использованием ремонтных конструкций.

#### Литература

1. Материалы ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2011-2021 года [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [http://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/).
2. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
3. Фролова А. В. Анализ эффективности использования ремонтной конструкции дефектного участка нефтепровода с применением программного комплекса ANSYS //Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 5-9 апреля 2021 г. Т. 2. –Томск, 2021. – Т. 2. – С. 439-441.
4. Кочерыгин В. А. Исследование эффективности композитно-муфтовой технологии ремонта магистральных нефтепроводов //Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство. – 2019. – С. 142-147.

## ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЕНСАТОРА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Шахметов И.Н.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

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

При строительстве магистральных нефтепроводов в районах распространения криолитозоны основным способом прокладки является надземный. Он заключается в расположении трубопровода на отдельных опорах, которые позволяют минимизировать температурное воздействие трубы на несущую способность грунта. При этом из-за суровых климатических условий региона прокладки возникает потребность обустройства пунктов путевого подогрева нефти, которые обеспечивают необходимые реологические параметры для ее транспорта. Однако наличие температурного градиента приводит к расширению материала стенок трубопровода и, как следствие, возникновению перемещений. Данный фактор может оказать негативное влияние на напряженно-деформированное состояние как самого трубопровода, так и других объектов линейной части. Для предотвращения этого надземные участки оборудуются разными конструкциями компенсаторов, которые позволяют нивелировать температурные перемещения. Выбор геометрической формы компенсатора на стадии проектирования определяет технологические и стоимостные параметры будущего нефтепровода.

Цель данной работы – определение оптимальной конструкции компенсатора надземного участка магистрального нефтепровода в условиях сбережения производственных ресурсов.

Обзор нормативно-технической документации [1] показал, что для компенсации продольных перемещений следует предусматривать установку П-, Г- или Z-образных компенсаторов. Причем две последние конструкции применяются в особых условиях, таких как пересечение естественных и искусственных препятствия, переход от одного способа прокладки к другому [2]. По этой причине их дальнейшее рассмотрение в данной работе не проводилось. П-образная конструкция применяется на прямолинейных участках без дополнительных специфических условий. Также для таких участков известны трапециевидная конструкция [3] и запатентованные S- и дугообразный компенсаторы [4, 5]. Таким образом, возникает вопрос о технологической эффективности каждого компенсатора в совокупности с экономическими факторами.

## СЕКЦИЯ 15. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Для проведения исследования был принят трубопровод диаметром 1020 мм с толщиной стенки 16 мм. Материалом трубных секций служит низколегированная сталь повышенной прочности К56.

Стоит отметить, что в действующей нормативно-технической документации отсутствуют методики по расчету трех последних конструкций. Данная проблема может быть решена путем применения современных методов инженерного анализа. В настоящей работе параметры напряженно-деформированного состояния компенсаторов определялись при помощи конечно-элементного анализа, интегрированного в ANSYS Workbench.

Исследование проводилось под влиянием температуры транспортируемого сырья в диапазоне от 50 до 70 °С. Рабочее давление участков составляло 5 МПа. Температура фиксации (сварки) – минус 20 °С. Сетка конечных элементов была определена из условия сеточной сходимости и назначена размером 5 см. Плечам компенсаторов в геометрических моделях задавалось только продольное перемещение, что выполняло роль продольно-подвижных опор. Так как компенсационные блоки ограничиваются неподвижными опорами, в расчетах применяли жесткую фиксацию их торцов.

Определение размеров компенсационного участка (длин плеч) для каждой конструкции компенсатора осуществлялось исходя из недопустимости превышения нормативного напряжения ( $\sigma_k$ ), устанавливаемого по формуле (1):

$$\sigma_k \leq R - 0,5 \cdot \sigma_{кц} - \sigma_m \quad (1)$$

где  $\sigma_k$  – максимальное напряжение компенсатора, МПа;  $\sigma_m$  – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок в расчетном сечении компенсатора, МПа;  $R$  – сопротивление сжатию, МПа;  $\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения, МПа.

Из выражения (1) следует, что данная величина зависит от механических характеристик материала и эксплуатационных параметров трубопровода. Поэтому установленный предел прочности одинаков для всех компенсаторов и равен 194,6 МПа.

Расчетным путем была достигнута нормативная величина максимальных напряжений для каждой конструкции под влиянием эксплуатационных параметров нефтепровода и определены размеры компенсаторов. Для П-образной формы длина компенсационного участка составила 675,6 м, дугообразной – 461,9 м, трапециевидной – 462,3 м и S-образной – 392,3 м. По причине того, что последняя конструкция имеет минимальную длину по сравнению с другими ее дальнейшее рассмотрение не проводилось.

Оценка экономической эффективности проектируемого участка с разными компенсаторами осуществлялась исходя из затрат на материально-технические расходы, связанные со строительством линейной части длиной 132 км, и эксплуатационных затрат на потребление электроэнергии магистральными насосными агрегатами.

В таблице 1 представлены результаты расчета технологических параметров проектируемого участка (132 км). Как видно минимальное количество компенсаторов требуется П-образной конструкции. Однако при этом участок имеет наибольшую протяженность, что повышает металлозатраты (количество трубных секций). Количество трапециевидных и дугообразных компенсаторов одинаково. При этом последний требует меньшее количество отводов (в сравнении с трапециевидным) и имеет наименьшую протяженность, которая обеспечивается геометрией компенсатора.

**Таблица 1**

**Технологические параметры проектируемого участка (132 км)**

Параметр	Конструкция компенсатора		
	П-образная	Трапециевидная	Дугообразная
Вылет компенсатора, м	33,6	25,4	27,8
Длина компенсационного участка, м	675,6	462,3	461,9
Протяженность компенсационного участка, м	734,0	489,4	484,0
Количество компенсаторов, шт.	196,0	286,0	286,0
Суммарное количество отводов, шт.	784,0	1144,0	858,0
Суммарное количество секций, шт.	11760,0	11440,0	11440,0
Общая протяженность участка, м	143864,0	139968,0	138424,0

Расчитанные металлозатраты представлены в таблице 2, из которых следует существенная экономия денежных средств при использовании дугообразной конструкции. Она составляет 141,2 млн рублей в сравнении с трапециевидной и 238,4 млн. руб. по отношению к П-образной.

Таблица 2

Затраты на материально-технические ресурсы для проектируемого участка (132 км)

Статья сметы (без НДС), млн. руб.	Конструкция компенсатора		
	П-образная	Трапецевидная	Дугообразная
Затраты на трубные секции	4607,3	4481,9	4481,9
Затраты на отводы	558,4	586,6	445,4
Итого	5165,7	5068,5	4927,3

Расчет суммарных потерь напора на трение ( $H$ ) для проектируемого участка подтверждает эффективность дугообразного компенсатора (рис.). Получено, что величина полных потерь напора на трение для П-образного типа составила ( $\Pi$ ) = 796,4 м, для трапецевидного ( $T$ ) и дугообразного ( $D$ ) – 796,1 м и 754,9 м, соответственно.

Экономия потребления электроэнергии насосными агрегатами ( $N$ ) рассчитывалась по формуле (2):

$$N = \frac{G \cdot \Delta H \cdot 1,03}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_{\varepsilon}} \quad (2)$$

где  $G$  – объем перекачки, тонн/год;  $\Delta H$  – разница потерь напора на трение между трубопроводами с разными компенсаторами;  $\eta_n$  – КПД насосов;  $\eta_{\varepsilon}$  – КПД электродвигателей насосов.

Принимая годовую перекачку нефти  $G = 43$  млн. тонн/год экономия потребления электроэнергии магистральными насосными агрегатами составит  $N = 6202,2$  МВт·ч/год, что эквивалентно 18,6 млн. руб./год при средней стоимости электроэнергии 3 руб./кВт.

Резюмируя вышеизложенное, можно заключить, что наиболее оптимальной конструкцией компенсатора надземного участка магистрального нефтепровода является дугообразная. Ее применение позволяет снизить капиталовложения при строительстве линейной части и сократить эксплуатационные расходы на электроэнергию.

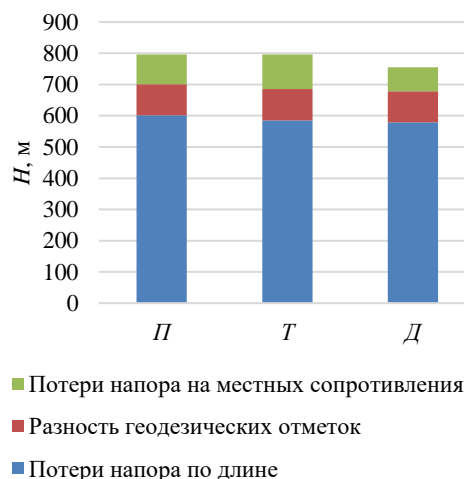


Рис. Суммарные потери напора на трение для участка 132 км с разными компенсаторами

#### Литература

- СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями № 1, 2) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173>.
- Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов [Текст]: учебное пособие для студентов высших учебных заведений / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др. – СПб.: Изд-во Недр, 2006. – 824 с.
- Мальцев С. А. Анализ конструктивных решений компенсаторов надземных нефтепроводов в районах высокого градиента температур на примере нефтепровода Харьягинского нефтяного месторождения [Текст] / С.А. Мальцев // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2020. – №. 1. – С. 31–39.
- Пат. 141422 Российская Федерация, МПК F16L 51/00. Дугообразный компенсатор для трубопровода / Ф.М. Мустафин и др.; заявитель и патентообладатель УГНТУ. – № 2013148693/06; заявл. 31.10.2013; опубл. 10.06.2014, Бюл. № 16.
- Пат. 95059 Российская федерация, МПК F16L 51/00. S-образный компенсатор для трубопровода / А.М. Шаммазов и др.; заявитель и патентообладатель УГНТУ. – № 2009148360/22; заявл. 24.12.2009; опубл. 10.06.2010, Бюл. № 16.