

- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением пенополиуретан составляет 0,102 м;
- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением полиизоцианурата составляет 0,075 м;
- Внедрение полиизоцианурата при строительстве позволит сократить затраты на теплоизоляцию примерно на 17,5 %;

В целом, это обуславливается более низким коэффициентом теплопроводности и наибольшей жесткостью, которые в совокупности позволяют уменьшить толщину теплоизоляционного слоя полиизоцианурата.

Литература

1. Байков И.Р., Китаев С.В., Смородова О.В., Колотилев Ю.В. Анализ свойств теплоизоляционных материалов для трубопроводной арматуры//Все материалы. Энциклопедический справочник. 2017. № 9. С. 36-39.
2. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
3. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Бек В.Г.

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт нефти является процессом, который требует значительных затрат на электроэнергию. Объекты группы «Транснефть» потребляют более 1,3 % электроэнергии от общего энергопотребления в России. В ПАО «Транснефть» для снижения энергопотребления действует Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Транснефть» на 2021 – 2026 годы, один из целевых показателей которой является снижение потребления электроэнергии (ЭЭ) и энергетических ресурсов.

Согласно годовому отчету ПАО «Транснефть» за 2020 год количество покупной ЭЭ на транспорт нефти и нефтепродуктов равнялось 12 734 022 тыс. кВт·ч. стоимостью 42 525 480 тыс. руб. По результатам осуществления мероприятий по энергосбережению ежегодное снижение потребления ЭЭ от деятельности по перекачке нефти и нефтепродуктов должен составлять не менее 0,5 %.

Основными методами повышения энергетической эффективности транспортировки нефти являются:

- повышение эффективности очистки полости магистральных нефтепроводов (МН) от парафиновых отложений;
- частотное регулирование магистральных насосных агрегатов (МНА);
- применение противотурбулентных присадок (ПТП);
- конструктивные решения технологического участка (ТУ) МН: байпасы, лупинги, задвижки, тройники и т.д.;
- применение возобновляемых источников энергии.

Фактором, существенно влияющим на эффективность работы МН, является его пропускная способность. Загрязнение внутренней полости МН парафинистыми отложениями уменьшает его эквивалентный диаметр (ЭД), что приводит к снижению пропускной способности и повышению потребляемой насосом мощности.

Периодичность очистки регулирует «ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» специальными очистными устройствами (скребками)».

При периодической очистке МН происходит изменение количества потребляемой ЭЭ. Способ расчета данного изменения основан на сравнении расхода ЭЭ до и после очистки внутренней полости нефтепровода. Согласно работе [1] сэкономленная ЭЭ ΔW , кВт·ч, оценивается следующим образом:

$$\Delta W = \frac{(h_1 - h_2) \cdot P}{A \cdot L \cdot \eta}, \quad (1)$$

- где h_1, h_2 – потери напора на трение до и после очистки МН соответственно, м;
 P – грузооборот нефти за расчетный период, тыс. т. км;
 A – коэффициент, равный $0,3672 \cdot 10^{-3}$ тыс. т. км/(кВт·ч);
 L – протяженность трубопровода, м;
 η – КПД МНА.

Потенциала $\Delta W_{\text{год}}$, кВт·ч, энергосбережения рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W \frac{n_{\text{пр}}}{\sum \Delta n_i}, \quad (2)$$

- где ΔW – экономия ЭЭ за промежуток времени $n_{\text{сум}}$, кВт·ч;
 $n_{\text{пр}}$ – интервал времени приведения потенциала энергосбережения, сут.

Потенциал экономии ЭЭ от периодической очистки МН примерно равен 0,67 % от технологического потребления ЭЭ.

Метод применения частотно - регулируемого привода (ЧРП) используют для регулирования расхода или давления в соответствии с фактической потребностью. ЧРП изменяет частоту электропитания, подаваемого на насосное оборудование. Согласно работе [2] применение ЧРП на МНА облегчает синхронизацию работы станций, позволяет уменьшить пусковые токи и динамические нагрузки при плавном частотном пуске, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе, что приведет к увеличению срока службы насосов и линейного оборудования.

Согласно работе [3], потребление мощности одним МНА с ЧРП $P_{\text{пер}}$, Вт, определяется следующим образом:

$$P_{\text{рег}} = \frac{p_{\text{диф.р}} \cdot Q}{\eta_{\text{н.р}} \cdot \eta_{\text{эд.р}} \cdot \eta_{\text{пч}}}, \quad (3)$$

где $p_{\text{диф.р}}$ – дифференциальное давление при регулируемом насосе, Па;
 $\eta_{\text{пч}}$ – КПД преобразователя частоты.

Мощность $W_{\text{чрп}}$, кВт·ч, потребляемая всеми НА при применении ЧРП, определяется по выражению:

$$W_{\text{чрп},i} = 3,6 \cdot 24 \cdot \sum_{j=1}^m (P_i) \cdot 10^3, \quad (4)$$

где P_i – сумма мощностей всех НА в i -ом режиме работы при применении ЧРП, кВт;

Изменяя скорость вращения, значение сокращения электроэнергии равно потерям из-за превышения напоров при работе насосов с постоянной частотой вращения.

ПТП представляют собой в основном раствор высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе. Попадая в турбулентный поток, частицы полимера разворачиваются в длинные молекулярные нити и гасят турбулентные завихрения. Применение ПТП позволяет отключить часть НА с целью экономии ЭЭ и временно увеличить производительность перекачки МН. Введение ПТП позволяет достичь падения гидравлического сопротивления по длине МН за счет уменьшения развитого турбулентного режима в пристеночной области и придания потоку линейности.

Основные параметры и характеристики, а также требования к применению технологии ПТП закреплены в «ОТТ-23.040.00-КТН-232-16». В рамках программы импортозамещения 21 сентября 2019 года был запущен в работу завод по производству ПТП ПАО «Транснефть-Синтез» в Елабуге (Республика Татарстан).

Выражение, показывающее снижение расхода энергии на приводе магистрального насосного агрегата (МНА) при применении ПТП $\Delta_{\text{час}}$, кВт·ч/сут, имеет следующий вид [4]:

$$\Delta_{\text{час}} = \frac{0,002725 \cdot \rho \cdot \Delta H \cdot Q}{\eta_{\text{мна}} \cdot 1000}, \quad (5)$$

где ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³;

ΔH – разность напора МНА при перекачке с дозированием ПТП в продуктопровод и без, м;

$\eta_{\text{мна}}$ – КПД МНА.

Для того, чтобы определить является ли применение ПТП экономически оправданным решением, проводят расчет максимальной стоимости ПТП за кг M_s , руб./кг, который имеет следующий вид:

$$M_s = \frac{S \cdot H_{\text{мна}}(Q) \cdot g}{\eta_{\text{мна}} \cdot c \cdot 3600 \cdot 10^3}, \quad (6)$$

где S – стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч;

c – концентрация ПТП, г/кг;

Существенным сдерживающим фактором повсеместного распространения технологии является стоимость агента снижения гидравлического сопротивления, что влияет на целесообразность применения ПТП с точки зрения удельного потребления энергетических ресурсов и затрат на ПТП.

Конструктивные решения ТУ МН используются в основном и для увеличения пропускной способности. При необходимости увеличения пропускной способности МН менее 40 % возможно провести мероприятия по прокладке лупинга или вставки большего диаметра. В данном случае прокладка лупинга является более надежным конструктивным решением.

В настоящее время ветровая и солнечная энергетика уже достигла уровня, который позволяет использовать их в промышленных объемах. Специалисты «НИИ Транснефть» выделили зоны с максимальной солнечной радиацией и пришли к выводу, что солнечные панели эффективно внедрять в Краснодарском крае и на Дальнем Востоке, где на территории России больше всего солнечных дней в году. Ветроэнергетика в свою очередь эффективна лишь при скорости ветра 4-5 м/с и больше, поэтому использовать ветрогенераторы, по мнению специалистов, перспективнее в Краснодарском крае, Калмыкии и Самарской области.

Внедрение солнечных батарей не является новшеством в области трубопроводного транспорта. В августе 2015 года были впервые установлены солнечные батареи мощностью 3 кВт на крыше пункта контроля и управления нефтепровода Крымск–Краснодар. Задачей этих батарей являлось обеспечение энергией оборудование связи. Проект получил положительный результат, устройство работало, но система резервного питания все равно была наготове. Особенностью нашей страны является разнообразие климатических зон и рельефа, характерны большие перепады температур, что является проблемой для продвижения данного метода повышения энергоэффективности.

Таким образом, каждый конкретный случай требует проведения сопоставления технико-экономических показателей конкурирующих вариантов для определения наиболее эффективного метода снижения энергопотребления.

Литература

1. Фиков А.С. Потенциал энергосбережения от очистки магистральных нефтепроводов // Вестник Белорусско-Российского университета. – Могилев, 2010. – № 1. – С. 174–181.
2. Зозулина, О. А. Оптимизация режима работы магистральных насосных агрегатов при работе на коротких трубопроводах / О. А. Зозулина, Ю. Н. Панин, А. А. Нахлесткин // Лучшая студенческая статья 2019: сборник статей XXVI Международного научно-исследовательского конкурса: в 2 ч., Пенза, 20 декабря 2019 года. – Пенза: "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2019. – С. 41-46.
3. Туманский А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2005. № 8. С. 11-14.

4. Бархатов А.Ф., Настепанин П.Е. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М., 2014. – С.18 – 26.
5. Ревель-Муроз П.А. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий: дис. к.т.н – Уфа, 2018 – 202 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСИЛИЙ ДЛЯ УСТАНОВКИ ОСЕЙ УПРУГО-ИЗОГНУТОГО ТРУБОПРОВОДА В ЕДИНУЮ ПРОДОЛЬНУЮ ЛИНИЮ

Бычков Н.А.

Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сведение стыков магистральных трубопроводов при ремонте методом замены дефектного участка относится к одной из наиболее ответственных и трудоёмких операций. При вырезке дефектных участков магистральных нефтепроводов регламентируется установка осей соединяемых трубопроводов в единую продольную линию, а также параллельность торцевых поверхностей [4], а при невозможности – установка гнутых отводов. Для выполнения работ, как правило, применяются краны-трубоукладчики и наружные центраторы. Одним из возможных способов повышения эффективности выполняемых работ является применение специальных устройств, позволяющих фиксировать, а в ряде случаев и регулировать положение стыкуемых участков трубопровода [3]. Вопросы стыковки трубопроводов с ненормативными радиусами подробно рассмотрены в [1, 2]. Однако в представленных работах не рассматриваются случаи ремонта трубопроводов с радиусами изгиба не превышающими нормативные значения.

Целью данной работы является определение усилий необходимых для выведения в единую продольную линию упруго-изогнутого трубопровода с минимальным нормативным радиусом начальной кривизны и оценка характера его напряженно-деформированного состояния.

Рассмотрен случай ремонта участка магистрального нефтепровода с условным диаметром $D_y = 500$ мм, с толщиной стенки 10 мм, уложенного в грунт второй категории с минимальным нормативным диаметром упругого изгиба $R=1000D_y=500$ м [5] при ремонте методом замены дефектной «катушки» длиной 10 м. Материал трубопровода – сталь класса прочности К60. Расчет производился для двух случаев упругого изгиба опорожненного трубопровода в вертикальной плоскости: изгиб выпуклостью вверх и изгиб выпуклостью вниз. Положение изгиба принято посередине рассматриваемого участка. При расчете учитывались нагрузки от веса трубопровода с изоляцией и напряжения, вызванные первоначальным упругим изгибом. Расчетная схема участка трубопровода приведена на рис. 1. Положение I соответствует начальному изгибу трубопровода с минимальным нормативным радиусом изгиба. Положение II достигается при выведении участка трубопровода, подлежащего ремонту в единую продольную линию в местах будущих резов. Силы F соответствуют усилиям от действия специальных регулировочных устройств.

Для вывода трубопровода в единую продольную линию определялись значения усилий F , при которых точки A_0 , O_0 , B_0 будут располагаться на горизонтальной прямой. Взаимное расположение торцевых поверхностей будущих резов оценивалось положением отрезков A_0A_n и B_0B_n относительно вертикальных осей.

Для решения задачи методом конечных элементов в среде Ansys с помощью инструментов виртуальной топологии смоделирован участок рассматриваемого трубопровода общей протяженности 32 м (рис.2). Перед закреплением на участок трубопровода были приложены изгибающие моменты по краям участка, которые обеспечили упругий изгиб с минимальным нормативным радиусом. После этого, были определены координаты положения характерных точек в местах закрепляемых концевых участков. Задав полученные координаты на торцах в качестве начальных условий при рассмотрении модели удалось добиться изогнутого положения трубопровода без приложения изгибающих моментов. В основу моделирования условий закрепления концевых участков в грунте положена модель Винклера при которой сопротивление грунта пропорционально поперечным перемещениям трубы. Для условий закрепления участков трубопровода, составляющих 3 м, применен коэффициент постели грунта равный 7 МН/м^3 . На верхнюю образующую трубопровода в месте закрепления приложена распределённая нагрузка, соответствующая весу грунта.

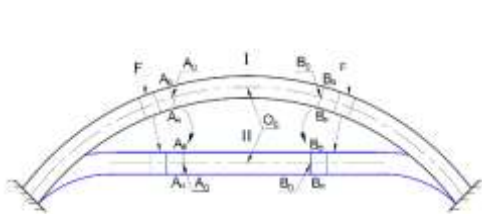


Рис.1. Схема участка трубопровода с выпуклостью вверх

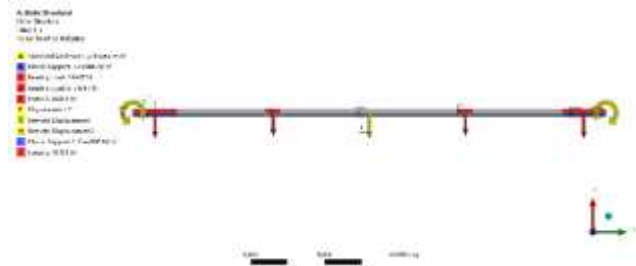


Рис. 2. Модель участка трубопровода

В процессе исследования на рассматриваемой модели были определены зависимости смещений контролируемых точек A_0 , O_0 , B_0 относительно друг друга, которые позволили определить усилия F , необходимые для установки осей в единую продольную линию. Определено, что для установки трубопровода, изогнутого выпуклостью вниз, значение F составило 79,8 кН, а выпуклостью вверх – 41,4 кН. Установлено, что зависимости взаимного