

Э.И. Велиюлин, первый заместитель генерального директора по специальным программам, ОАО «Краснодаргазстрой»;
А.Д. Решетников, д.т.н., заместитель директора ЭАЦ «Оргремдигаз», ОАО «Оргэнергогаз»; **Р.В. Кошелев**, на момент написания статьи – начальник отдела анализа проектно-сметной документации (ПСД) на капитальный ремонт газопроводов ЭАЦ «Оргремдигаз», ОАО «Оргэнергогаз»

Расчет напряженно-деформированного состояния газопровода при капитальном ремонте с использованием труб повторного применения

В статье рассмотрен расчет напряженно-деформированного состояния при укладке газопровода из труб повторного применения с использованием метода конечных элементов (МКЭ) при различном расположении трубоукладчиков и машин, входящих в ремонтную колонну. Определены основные технологические параметры укладки при подъеме и смещении трубопровода в сторону бровки траншеи, а также напряжения в местах поддержки газопровода различным количеством трубоукладчиков при разной высоте подъема.

Ключевые слова: капитальный ремонт, газопровод, трубоукладчик, технологическая схема, высота подъема, напряжение, метод конечных элементов, моделирование.

Капитальный ремонт участков линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) с использованием труб повторного применения может осуществляться по двум организационно-технологическим схемам:

1) отремонтированные в заводских (или базовых) условиях трубы свариваются в нитку, которая изолируется, включая сварные стыки, в процессе изоляционно-укладочных работ, приподнимается над строительной полосой на высоту 0,5–0,7 м с помощью нескольких трубоукладчиков и смещается в сторону траншеи. Затем производится опуск плети в проектное положение. Указанные опе-

рации выполняются либо непрерывным способом (с использованием троллейных подвесок), либо циклично (с применением мягких монтажных полотенец); 2) плеть с неизолированными трубами приподнимают над строительной полосой на высоту 1,2–1,5 м (такая высота назначается применительно к средней части ремонтной колонны). Подъем плети, ее очистка и изоляция производятся соответствующими машинами с использованием трубоукладчиков. По мере готовности плети газопровода к укладке выполняют ее подвижку в сторону траншеи не менее чем на 0,5 м и опуск в проектное положение.

Учитывая сложный характер нагружения ремонтируемого участка газопровода (наличие различных машин и механизмов, использование труб, бывших в эксплуатации, конкретные гидрологические и грунтовые условия и т.д.), необходимо определить технологические параметры капитального ремонта (количество трубоукладчиков и расстояния между ними, высоту подъема), обеспечивающие безопасное ведение работ при подъеме участка газопровода на бровку траншеи и укладку его в проектное положение. В этой связи с целью определения технологических

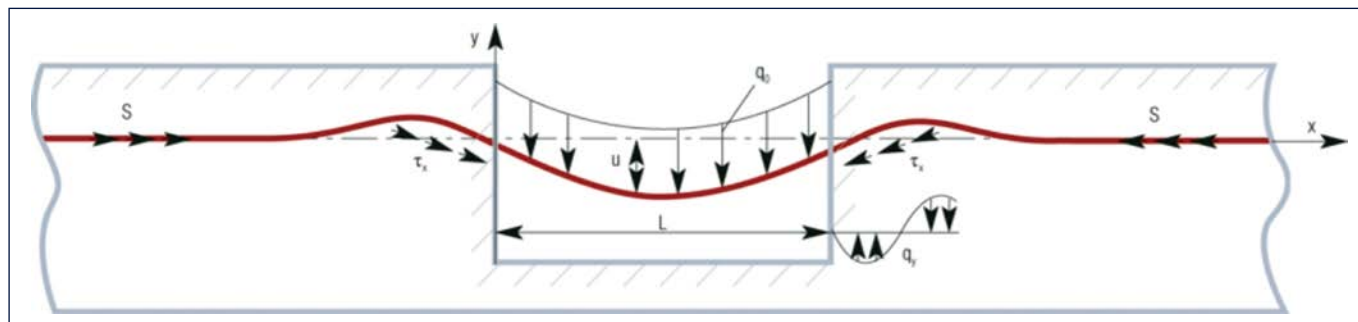


Рис. 1. Расчетная схема ремонтируемого участка

параметров необходимо адекватно оценить напряженно-деформированное состояние (НДС) ремонтируемого участка газопровода.

Проблеме определения НДС трубопроводов посвящены работы А.Б. Айнбиндера, Е.А. Аникина, М.П. Анушкина, В.Л. Березина, П.П. Бородавкина, Г.Г. Васильева, А.Г. Гумерова, А.Г. Камерштейна, В.В. Спиридонова, К.Е. Ращепкина, В.Е. Шутова и других авторов, предложивших различные модели расчета. Однако сложность задачи заключается в большом количестве факторов, действующих на трубопровод при капитальном ремонте, таких как взаимодействие трубопровода с грунтом, ремонтными машинами и механизмами, разброс свойств материала и пространственное положение трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях, изменение толщины стенки и диаметра трубопровода по длине участка, а также изменение пространственного положения оси МГ.

Обзор аналитических методов расчета НДС трубопроводов при капитальном ремонте позволил установить, что используемые модели крайне упрощены допущениями и недостаточно полно учитывают сложный характер нагружения трубопроводной конструкции. При проведении ремонта основной нагрузкой являются продольные напряжения, вызванные изгибом газопровода. Поэтому для расчета фактического состояния трубопроводов необходимо исследовать в общем случае трехмерные модели газопровода с учетом сложного характера нагружения, что, в свою очередь, требует применения численных методов расчета, из которых в настоящее время наиболее используемым является метод конечных элементов (МКЭ).

Рассмотрим поведение ремонтируемого участка трубопровода совместно с примыкающими подземными участками под действием равномерно распределенной поперечной нагрузки, изменения температуры и внутреннего давления. Расчетная модель грунта принимается в виде упругого основания, т.е. считается, что сопротивление грунта в продольном, поперечном направлениях в вертикальной и горизонтальной плоскостях

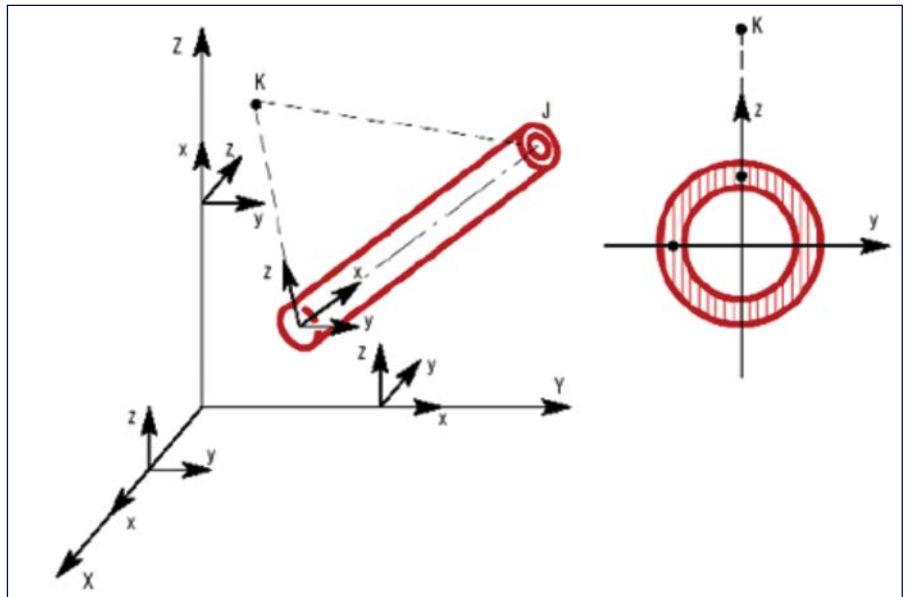


Рис. 2. Конечный элемент балочного типа

пропорционально соответствующим перемещениям трубы.

Следует отметить, что особенностью работы трубопровода в данной задаче является наличие связей грунта, контактирующего с исследуемым участком, причем грунт играет роль сопротивления, которое зависит от направления перемещения. Нелинейная связь касательных напряжений в грунте с продольными перемещениями газопровода линеаризуется введением обобщенного коэффициента касательного сопротивления грунта $C \times 0$ [1].

Такая модель достаточно хорошо описывает работу трубопровода на примыкающих подземных участках в силу малости продольных и поперечных перемещений. Расчетная схема ремонтируемого участка приведена на рисунке 1.

Взаимодействие трубопровода с грунтом в продольном и поперечном направлениях учитываем, используя экспериментальные характеристики грунтов [1, 4], с помощью одноосных упругих элементов с нелинейным обобщенным представлением связи усилия

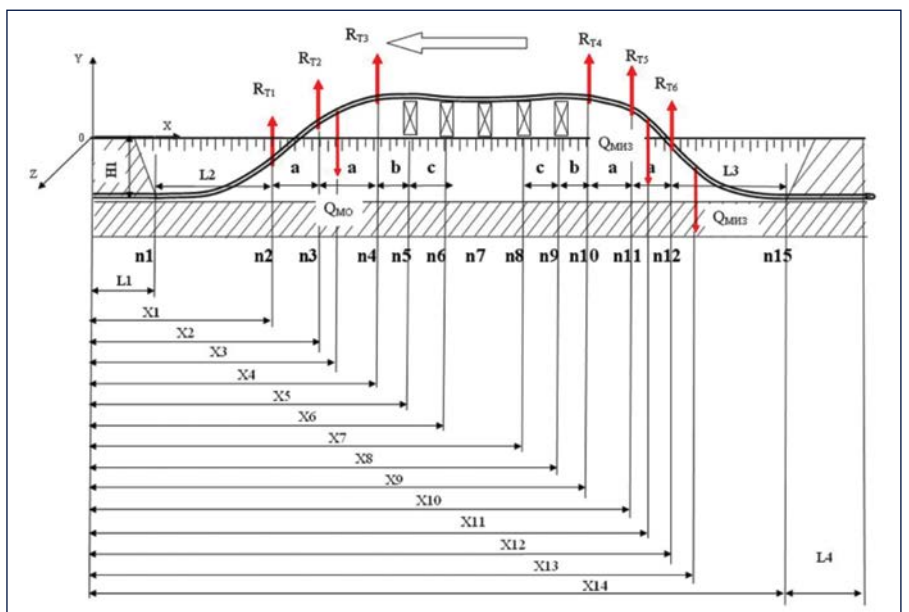


Рис. 3. Полная расчетная схема ремонтной колонны

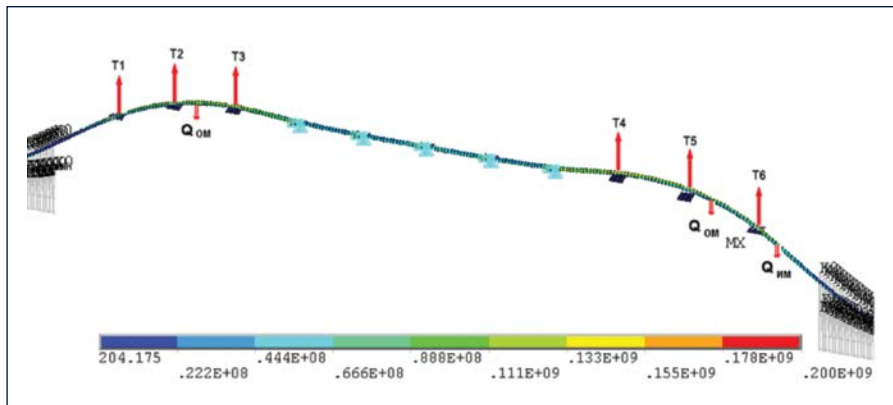


Рис. 4. Расчетная схема при подъеме трубопровода на 2,6 м и смещении его на 0,5 м в сторону бровки траншеи шестью трубоукладчиками

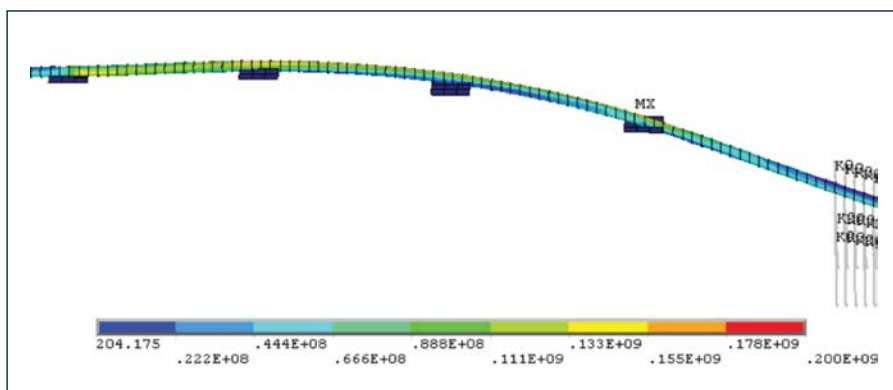


Рис. 5. Распределение эквивалентных напряжений на газопроводе при подъеме на 2,6 м и смещении на 0,5 м в сторону бровки траншеи

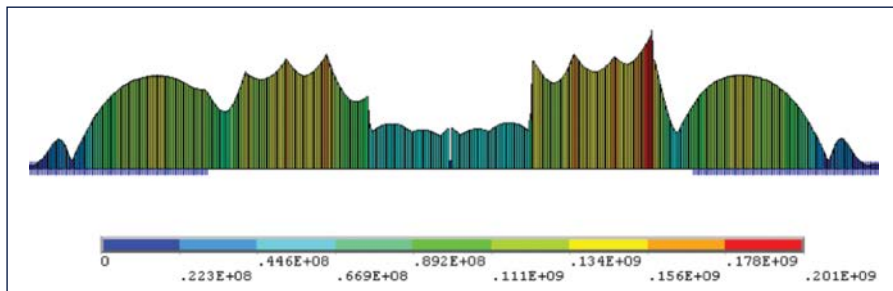


Рис. 6. Распределение эквивалентных напряжений на газопроводе при подъеме его шестью трубоукладчиками на 2,6 м и смещении на 0,5 м в сторону бровки траншеи

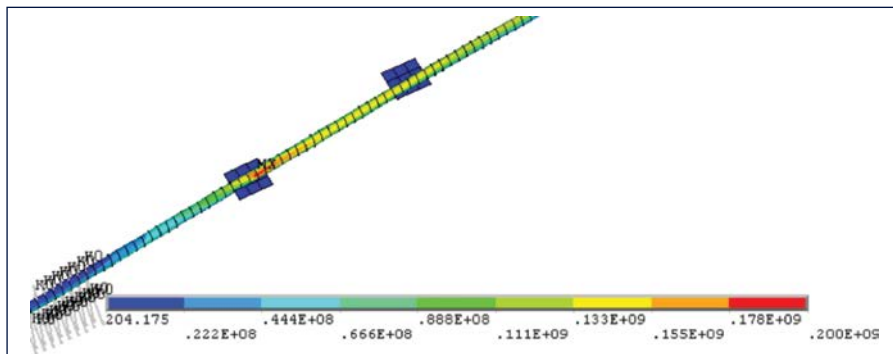


Рис. 7. Моделирование расстановки трубоукладчиков в виде контактных поверхностей с трубопроводом

и перемещения. Продольные свойства элемента воспроизводят только растяжение и сжатие. Элемент имеет до трех степеней свободы в каждом узле (перемещение в направлении x, y, z узловой системы координат), определяется двумя узлами и нелинейной характеристикой связи усилий с перемещениями. Матрица жесткости элемента определяется:

$$[K_e]^f = K \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где K – жесткость, определяемая тангенсом угла наклона кривой «сила – перемещение к оси перемещений». Вектор приложенной силы к элементу определяется как

$$[F_e] = F_1 \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix}.$$

Для формирования общей матрицы жесткости в глобальной системе координат необходимо воспользоваться матрицей преобразования координат (матрица косинусов):

$$[K] = [T]^T [K_{лок}] [T], \quad (2)$$

где $[T]$, $[T]^T$ – матрица преобразования координат и транспонированная к ней матрица.

Ремонтируемый участок представляется в виде конечных элементов балочного типа кольцевого поперечного сечения, которые поддерживают свойства растяжения – сжатия, изгиба и кручения. Внешние объемные и поверхностные нагрузки и воздействия приводятся к узлам элемента (рис. 2).

Вопрос о применимости теории балок и оболочек определяется на основе параметра L [2]: $L = \sqrt{\delta l / R^4 \nu (1 - \nu)^2}$, где δ , R – толщина стенки и радиус трубы, ν – коэффициент Пуассона материала трубы, l – длина трубопровода.

При $L < 10$ в расчете трубопровода используется теория оболочек, а при $L > 10$ – балочная теория, основанная на гипотезе плоских сечений, состоящей в предположении, что сечения балки при изгибе остаются нормальными по отношению к ее оси.

Трубопровод можно рассматривать как балку при выполнении следующих условий:



Пермский завод
изоляции труб
ООО «СТРОЙИЗОЛЯЦИЯ»



Таблица 1. Исходные данные для расчета МКЭ-модели

Исходные параметры	
Марка стали трубы	17Г1С
Предел текучести	$R_2^H = 360$ МПа
Предел прочности	$R_1^H = 510$ МПа
Коэффициент старения	$k_{cm} = 1,25$
Диаметр трубы	м
Толщина стенки трубы	$\delta = 0,012$ м
Толщина изоляции	$\delta_{из} = 0,012$ м
Внутреннее давление	$P = 0,0$ МПа
Удельный вес стали	$\gamma_{cm} = 78,5 \cdot 10^3$ н/м ³
Удельный вес изоляционного материала	$\gamma_{из} = 10,8 \cdot 10^3$ н/м ³
Разница температур при ремонте и укладке	$\Delta t = 0$ °С
Грунт	
Тип грунта (глинистый, песчаный)	глинистый
Высота грунта засыпки	$H1 = 0,8$ м
Обобщенный коэффициент касательного сопротивления плотного грунта	$C_{x01} = 70$ МПа/м
Обобщенный коэффициент касательного сопротивления рыхлого грунта	$C_{x02} = 2,4$ МПа/м
Угол внутреннего трения	16°
Удельный вес грунта	$\gamma_{гр} = 1800$ н/м ³
Удельное сцепление	$C_{гр} = 4000$ н/м ²
Модуль деформации грунта ненарушенной структуры для участка до вскрытия	$E_{гр1} = 3,5$ МПа/м
Модуль деформации грунта ненарушенной структуры на участке подсыпки грунта	$E_{гр2} = 3,5$ МПа/м
Коэффициент снижения модуля деформации засыпки по сравнению с грунтом ненарушенной структуры	$\eta_p = 0,93$
Коэффициент Пуассона грунта	$\mu_{гр} = 0,4$
Геометрический вид участка трубопровода (участок прямой, вогнутое вниз дугообразное колено, выпуклое вверх дугообразное колено)	участок прямой
Значение радиуса изгиба дугообразного участка	–
Вес очистной машины (предварительная очистка)	$Q_{MO} = 24,525$ кН
Вес очистной машины (окончательная очистка)	$Q_{MPO} = 24,525$ кН
Вес изоляционной машины	$Q_{MI} = 24,525$ кН
Расстояние между трубоукладчиком и грунтом (L2, L3), трубоукладчиками (а), самоходными опорами (с)	$DL2 = 20$ м, $a = 20$ м, $b = 20$ м $C = 20$ м, $L3 = 20$ м

$$\frac{2\pi R}{l} \frac{1}{3}$$

в случае свободного (шарнирного) опирания концов ремонтируемого участка;

$$\frac{2\pi R}{l} \frac{1}{6}$$

в случае жесткого закрепления концов трубопровода.

Для моделирования НДС трубопроводов наиболее подходит изопараметрический элемент с интерполяционным многочленом в форме Лагранжа [3], использование которого позволяет получить явную функцию формы для всех степеней свободы двухузлового трехмерного балочного прямолинейного элемента кольцевого поперечного сечения.

предлагает работы по нанесению антикоррозионной защиты

1. Наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 до 530 мм:
 - двухслойная (усиленная, весьма усиленная)
 - трёхслойная (усиленная, весьма усиленная)
2. Внутренней поверхности труб и соединительных деталей диаметром от 57 до 325 мм на основе полиуретановых и эпоксидных красок.

ООО «СТРОЙИЗОЛЯЦИЯ»

Пермский край, г. Чернушка,
ул. Красноармейская, 109
Тел./факс: +7 (342) 239-14-08
Тел./факс: +7 (342) 239-13-97
e-mail: strojizol@yandex.ru
pzakz@mail.ru

www.pzakz.ru

$$\begin{aligned}
 u &= -\frac{1}{2}(u_1(1-s) + u_j(1+s)) \\
 v &= \frac{1}{2}([v_1[1-\frac{S}{2}(3-s^2)] + v_j[1+\frac{S}{2}(3-s^2)]] + \\
 &+ \frac{L}{8}(\theta_{z,i}(1-s^2)(1-s) - \theta_{z,j}(1-s^2)(1+s))) \\
 w &= \frac{1}{2}([w_1[1-\frac{S}{2}(3-s^2)] + w_j[1+\frac{S}{2}(3-s^2)]] - \\
 &- \frac{L}{8}(\theta_{y,i}(1-s^2)(1-s) - \theta_{y,j}(1-s^2)(1+s))) \\
 \theta_x &= \frac{1}{2}(\theta_{x,i}(1-s) + \theta_{x,j}(1+s)) \quad , (3)
 \end{aligned}$$

где $u, v, w, \theta_x, \theta_y, \theta_z$ – соответственно смещения и углы поворота относительно элементной декартовой системы координат (x – продольное направление), L – длина элемента, i, j – номера узлов, S – параметрическая координата, $S(i) = -1, S(j) = 1$.

В результате решения системы уравнений (3) определяются перемещения u, v, w и углы поворота $\theta_x, \theta_y, \theta_z$ узловых точек, используя которые находим напряжения и деформации ремонтируемого участка трубопровода.

Для практической реализации разработанной модели МКЭ ремонтируемый участок рассматривается как упругая балка достаточно большой длины, при изменении которой сечение стенки трубы не должно изменяться. Граничные условия должны выбираться из физических условий рассматриваемых участков, из которых следует, что правая и левая

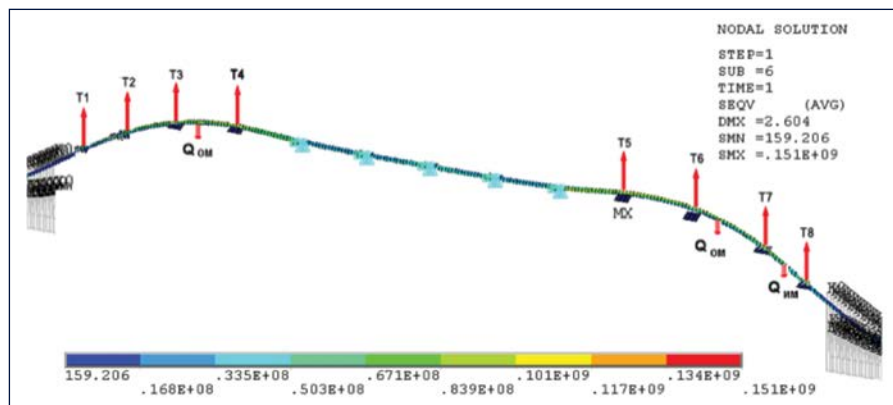


Рис. 8. Расчетная схема при подъеме трубопровода на 2,6 м и смещении его на 0,5 м в сторону бровки траншеи восемью трубоукладчиками

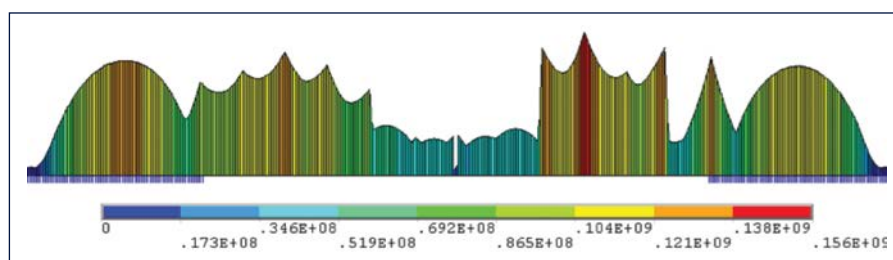


Рис. 9. Распределение эквивалентных напряжений на газопроводе при подъеме его восемью трубоукладчиками на 2,6 м и смещении на 0,5 м в сторону бровки траншеи

стороны трубопровода прямолинейны, не имеют прогибов и углов поворота. Длина смежных участков существенным образом зависит как от геометрических параметров и условий нагружения трубопровода, так и от физико-механических характеристик окружающего грун-

та. В результате проведенных расчетов установлено, что длина примыкающих участков должна составлять в среднем от 2 до 4 длин ремонтируемого участка, при этом погрешность в определении перемещений и напряжений составляет от 3 до 1% соответственно.

Таблица 2. Обозначение, размерность и идентификаторы характерных точек ремонтного потока

Наименование и размерность	Условное обозначение	Идентификатор характерной точки
Координаты точки:		
центра тяжести троллейной подвески первого трубоукладчика, м	X1 = 300	n2
центра тяжести троллейной подвески второго трубоукладчика, м	X2 = 320	n3
центра тяжести троллейной подвески третьего трубоукладчика, м	X4 = 340	n4
центра первой опоры, м	X5 = 360	n5
центра второй опоры, м	X6 = 380	n6
центра третьей опоры, м	X7 = 400	n7
центра четвертой опоры, м	X8 = 420	n8
центра пятой опоры, м	X9 = 440	n9
центра тяжести троллейной подвески четвертого трубоукладчика, м	X9 = 460	n10
центра тяжести троллейной подвески пятого трубоукладчика, м	X10 = 480	n11
центра тяжести троллейной подвески шестого трубоукладчика, м	X12 = 500 м;	n12
Протяженность примыкающих участков		
от начала участка до начала вскрытия газопровода, м	L1 = 230	n1
от начала вскрытия газопровода до первого трубоукладчика, м	L2 = 70	n2
от шестого трубоукладчика до места окончательной засыпки газопровода, м	L3 = 70	n12
от места окончательной засыпки газопровода до конца участка, м	L4 = 230	n15

Для апробации математической модели МКЭ проведен расчет и сравнение с экспериментальными данными, опубликованными в работах [1, 2, 4]. В качестве опытных данных выбраны эквивалентные напряжения и усилия на крюках трубоукладчиков, полученные из экспериментальной проверки на участке газопровода «Бухара – Урал» диаметром 1020 x 12 мм по технологии вскрытия и подъема трубы методом «выдергивания» [5]. Напряжения в стенке труб и усилия на крюках измеряли с помощью тензорезисторов. Измерения деформации производили прибором ИСД-3. Показания тензорезисторов, наклеенных на троллейную подвеску, тарировались динамометром ДПУ-50-2У. Сравнение напряжений в стенке трубы и усилий на крюках трубоукладчиков, полученных экспериментально и по разработанной математической модели, составляет не более 15%.

Рассмотрим технологическую схему ремонта трубопровода с подъемом его на бровку траншеи с соответствующим расположением машин и механизмов.

Полная расчетная схема данного участка приведена на рисунке 2. В таблицах 1 и 2 приведены исходные данные для расчета МКЭ-модели. На рисунке 3 изображена расчетная схема ремонтной колонны при расположении всех трубоукладчиков и опор со смещением по оси OY на 2,6 м, а по оси OZ (в сторону бровки траншеи) – на 0,5 м.

На рисунке 4 показано расположение трубоукладчиков и машин, входящих в ремонтную колонну. Максимальная высота подъема определяется исходя из глубины траншеи (2 м) и высоты лежек (0,5 м), расположенных на бровке траншеи, а также необходимым запасом по высоте 0,1 м для укладки трубопровода на лежки. В результате максимальная высота подъема составит 2,6 м. Расстояние между трубоукладчиками – 20 м. Результаты расчета по разработанной программе МКЭ следующие: максимальное поперечное перемещение (прогиб) трубопровода составляет 2,6 м, максимальное горизонтальное перемещение – 0,5 м, максимальное эквивалентное напряжение – 200,0 МПа,

нагрузки на трубоукладчики составляют от 160,8 до 232,2 кН.

Распределение продольных напряжений на верхней образующей трубы вдоль всего ремонтируемого участка приведены на рисунках 5–7, из которых видно, что максимальные растягивающие напряжения равны 200 МПа и находятся на шестом трубоукладчике Т6. На рисунке 5 представлены эквивалентные напряжения, возникающие в стенке трубопровода при подъеме на 2,6 м над уровнем траншеи и смещением на 0,5 м в сторону бровки траншеи для укладки трубопровода. Из графика видно, что максимальные напряжения возникают в точке подъема Т6 трубоукладчиком и составляют 200 МПа.

Возникающие напряжения в стенке трубопровода являются допустимыми, но, учитывая необходимость применения труб, бывших в эксплуатации, целесообразно в ремонтную колонну дополнительно поставить два трубоукладчика, которые позволят снизить напряжения в стенке трубопровода. На рисунке 8 показана расчетная схема, а на рисунке 9

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ

НАНЕСЕНИЕ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ (ДВУХ- И ТРЁХСЛОЙНЫХ) НА ОСНОВЕ ЭКСТРУДИРОВАННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА НА НАРУЖНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 159 ДО 1420ММ.

НАНЕСЕНИЕ ЛАКОКРАСОЧНЫХ ПОКРЫТИЙ НА НАРУЖНУЮ И ВНУТРЕННЮЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 159 ДО 1420ММ. ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ И НАЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СООТВЕТСТВИИ С ПРОЕКТОМ ИЛИ ТРЕБОВАНИЯМИ ЗАКАЗЧИКА.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ГНУТЫХ ОТВОДОВ МЕТОДОМ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ ИЗ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 219 ДО 1420ММ

ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ ТРУБ В СОБСТВЕННОЙ ЛАБОРАТОРИИ ПУТЕМ ПРОВЕДЕНИЯ:

- НЕРАЗРУШАЮЩЕГО УЗК И РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ПРОКАТА;
- СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА МЕТАЛЛА;
- МЕХАНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ;
- ГИДРОИСПЫТАНИЙ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 720 И 1020 ММ.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТРУБ ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ:

- ОЧИСТКА ОТ НАРУЖНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ Б/У ГИДРОКЛИНЕРОМ;
- ВНУТРЕННЯЯ ОЧИСТКА ТРУБ Б/У;
- ВИЗУАЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ;
- МЕХАНИЧЕСКАЯ И ОГНЕВАЯ ТОРЦОВКА КОНЦОВ ТРУБ;
- РЕМОНТ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ;
- НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ;
- ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ СВАЙ ИЗ ТРУБЫ ДИАМЕТРОМ 159-1420 ММ, ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЖИЛЫХ И НЕЖИЛЫХ ПОМЕЩЕНИЙ, ДОРОЖНЫХ И ПОРТОВЫХ СООРУЖЕНИЙ, А ТАКЖЕ В КАЧЕСТВЕ ОПОР ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, КАК В ГРУНТЕ, ТАК И В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ С ПОГРУЖЕНИЕМ В ВОДУ.

ВСЯ ПРОДУКЦИЯ ООО «КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ» СЕРТИФИЦИРОВАНА В СООТВЕТСТВИИ С ГОСТ Р ИСО 9001-2001 И СТО ГАЗПРОМ 9001-2001. ПРЕДПРИЯТИЕ ИМЕЕТ СЕРТИФИКАТ «ТРАНССЕРТ». ПРОИЗВОДСТВО НА ООО «КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ» ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ НА ОСНОВАНИИ ТУ, СОГЛАСОВАННЫХ ОАО «ВНИИСТ» И ООО «ВНИИГАЗ».

**ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛ., Г. КОПЕЙСК, УЛ. МЕЧНИКОВА, 1
ТЕЛЕФОН/ФАКС: (35139) 20-981, (35139) 20-982
E-MAIL: KZIT@KZIT.RU WWW.KZIT.RU**



КЗИТ
КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД
ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ

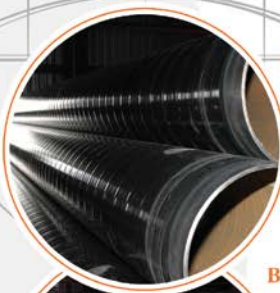


Таблица 3. Распределение напряжений в местах поддержки трубопровода шестью трубоукладчиками

T1, МПа	T2, МПа	T3, МПа	T4, МПа	T5, МПа	T6, МПа
150	165	170	170	168	200
Высота подъема, м					
1,75	2,3	2,6	2,6	2,3	1,75

Таблица 4. Распределение напряжений в местах поддержки трубопровода восемью трубоукладчиками

T1, МПа	T2, МПа	T3, МПа	T4, МПа	T5, МПа	T6, МПа	T7, МПа	T8, МПа
104	118	142	119	156	135	148	142
Высота подъема, м							
1,40	2,00	2,40	2,6	2,6	2,3	1,75	1,4

представлено распределение эквивалентных напряжений в стенке трубопровода с дополнительными двумя трубоукладчиками, установленными в ремонтной колонне на расстоянии 20 м от T1 и T6.

По результатам анализа видно, что максимальные напряжения 156 МПа приходятся на сечение в месте установки T5 трубоукладчика.

В результате применения дополнительных двух трубоукладчиков макси-

мальные напряжения в стенке трубопровода снизились с 200 до 156 МПа, что составляет 22%. При выполнении капитального ремонта трубопровода с использованием труб повторного применения необходимо учитывать максимальные напряжения в трубопроводе, т.к. каждое заведомо заданное сечение ремонтируемого участка газопровода окажется в зоне максимального напряжения от воздействия соответствующего трубоукладчика.

Результаты математического моделирования показывают, что подъем трубопровода существенно повышает напряжения в трубопроводной конструкции и использование труб повторного применения рекомендуется с применением дополнительных трубоукладчиков. Учитывая сложный характер нагружения трубопроводной конструкции, рекомендуется в каждом конкретном случае выполнять проверочный расчет с помощью математического моделирования.

Литература:

1. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 344 с.
2. Березин В.Л., Ращепкин К.Е. и др. Экспериментальное исследование напряженного состояния трубопровода при капитальном ремонте // Изв. вуз «Нефть и газ». – 1964. – № 10.
3. Зенкевич О.С. Метод конечных элементов в технике. – М.: Мир, 1975. – 572 с.
4. Камерштейн А.Г. Условия работы стальных трубопроводов и резервы их несущей способности. – М.: Издательство литературы по строительству, 1989. – 241 с.
5. Халлыев Н.Х., Афлятонов Ф.С. и др. Результаты проверки новой технологии подъема ремонтируемого газопровода // Газовая промышленность. – 1981. – № 2.

E.I. Veliyulin, First Deputy Director for Special Programs, Krasnodargazstroy JSC; **A.D. Reshetnikov**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Orgremdigaz Expert and Analytical Center, Orgenergogaz OJSC; **R.V. Koshelev**, as of the article writing – Head of the Department for Design Estimate Documentation Analysis (DED) for overhaul of gas pipelines of Orgremdigaz Expert and Analytical Center, Orgenergogaz OJSC

Calculation of stressed deformed state of gas pipeline during overhaul with application of re-used pipes

The article considers computation of stressed deformed state during installation of gas pipeline from re-used pipes with application of finite element method (FEM) with various locations of pipe layers and machines included in service string. The basic process parameters are determined for installation during lifting and displacement of the pipeline towards the edge of the trench, as well as stresses at the points of gas pipeline support with various number of pipe layers at different lift height.

Key words: overhaul, gas pipeline, pipe layer, process flow-chart, lift height, stress, finite element method, modelling.

References:

1. Ainbinder A.B., Kamershtein A.G. Raschet magistral'nykh truboprovodov na prochnost' i ustoichivost' (Pipeline strength and stability calculation). – Moscow: Nedra, 1982. – 344 p.
2. Berezin V.L., Rashchepkin K.Ye. et al. Experimental'noe issledovanie napryazhennogo sostoyaniya truboprovoda pri kapital'nom remonte (Experimental research of pipeline stressed state during overhaul) // Universities news. Oil and Gas. – 1964. – No. 10.
3. Zenkevich O.S. Metod konechnykh elementov v tekhnike (Finite element method in engineering). – Moscow: Mir, 1975. – 572 p.
4. Kamershtein A.G. Usloviya raboty stal'nykh truboprovodov i rezervy ikh nesutshei sposobnosti (Steel pipelines operation conditions and their bearing capacity reserves). – Moscow: Publishing house for construction literature, 1989. – 241 p.
5. Khallyyev N.Kh., Aflyatonov F.S. et al. Rezul'taty proverki novoi tekhnologii pod'ema remontiruемого gazoprovoda (New technology validation results for hoisting of gas pipeline under repair) // Gazovaya Promyshlennost. – 1981. – No. 2.

Cabex — энергия успеха



ufi
Approved
Event

Cabex

13-я Международная выставка
кабельно-проводниковой
продукции

11–14 марта 2014 года
Москва, КВЦ «Сокольники»

- Кабели
- Провода
- Электротехника
- Электромонтаж

Получите билет на
www.cabex.ru



Организаторы:



Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: cabex@ite-expo.ru



Генеральный
интернет-партнер:

RusCable.Ru

Реклама