

УДК 622.691.4

Э.И. Велиюлин, первый заместитель генерального директора по специальным программам, ОАО «Краснодаргазстрой»; **А.М. Митрохин**, РГУНиГ им. И.М. Губкина; **А.Д. Решетников**, заместитель директора ЭАЦ «Оргремдигаз», ОАО «Оргэнергогаз»

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ДЕМОНТАЖА ГАЗОПРОВОДА

При извлечении труб газопровода для их подготовки и переизоляции в заводских условиях наиболее эффективным способом демонтажа является тот, при котором производится снятие слоя грунта над трубопроводом и незначительная его выборка по боковым образующим. После чего участок газопровода вскрывается, разрезается на секции труб, под которые заводятся троллейные подвески и поэтапно (с использованием необходимого количества трубукладчиков) осуществляется извлечение и укладка участка газопровода на берму траншеи. При таком способе демонтажа объемы земляных работ по вскрытию трубопровода, а также стоимостные показатели существенно снижаются.

При демонтаже газопроводов должны обеспечиваться сохранность газопровода от механических повреждений, поточная высокопроизводительная технология работ, необходимая грузоподъемность колонны и каждого трубукладчика в отдельности, устойчивость трубукладчиков.

Расчет изгибающих и локальных нагрузок на газопровод, соответствующих усилиям подъема, выполнен на основе уравнения упругой линии изгибаемого газопровода. В расчете углы поворота газопровода в точках опирания на грунт приняты равными нулю.

Технологические параметры демонтажа газопровода представлены на рисунке 1. Расчет технологических параметров выполнен на основе двойного интегрирования кривой, описывающей упругий изгиб поднимаемого участка трубопровода:

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{M(x)}{EI}; \quad (1)$$

с учетом граничных условий: момент и угол поворота в крайних точках поднимаемого трубопровода должны быть равными нулю, высота в левой точке должна равняться 0, а в правой – h_T . Распишем граничные условия:

$$\begin{cases} R_A l_4 + \sum_{i=1}^4 K_i (l_4 - l_{i-1}) - \frac{q l_4^2}{2} = 0 \\ R_A \frac{l_4^2}{2} + \sum_{i=1}^4 K_i \frac{(l_4 - l_{i-1})^2}{2} - \frac{q l_4^3}{6} = 0 \\ R_A \frac{l_4^3}{6} + \sum_{i=1}^4 K_i \frac{(l_4 - l_{i-1})^3}{6} - \frac{q l_4^4}{24} = E I h_T \end{cases} \quad (2)$$

где: q – удельный вес трубопровода; EI – жесткость трубопровода.

Чтобы перейти к безразмерным переменным, в описанной выше системе сделаем следующую замену переменных:

$$R_A = \bar{R}_A \sqrt[4]{E I h_T q^3}$$

$$l_i = \bar{l}_i \sqrt{\frac{E I h_T}{q}}, \quad i = 0, 1, 2, 3, 4 \quad (3)$$

$$K_i = \bar{K}_i \sqrt[4]{E I h_T q^3}, \quad i = 0, 1, 2, 3, 4$$

После такой замены система приобретет следующий вид:

$$\begin{cases} \bar{R}_A \bar{l}_4 + \sum_{i=1}^4 \bar{K}_i (\bar{l}_4 - \bar{l}_{i-1}) - \frac{\bar{l}_4^2}{2} = 0 \\ \bar{R}_A \frac{\bar{l}_4^2}{2} + \sum_{i=1}^4 \bar{K}_i \frac{(\bar{l}_4 - \bar{l}_{i-1})^2}{2} - \frac{\bar{l}_4^3}{6} = 0 \\ \bar{R}_A \frac{\bar{l}_4^3}{6} + \sum_{i=1}^4 \bar{K}_i \frac{(\bar{l}_4 - \bar{l}_{i-1})^3}{6} - \frac{\bar{l}_4^4}{24} - \bar{h}_T = 0 \end{cases} \quad (4)$$

Данная система уравнений имеет бесконечное множество решений. Для выполнения работ по демонтажу газопровода наиболее целесообразным является использование равномерной расстановки трубукладчиков, чтобы при реализации рассчитанной схемы можно было применить как непрерывный метод (с использованием в качестве

технологической оснастки троллейных подвесок), так и циклический (с использованием в качестве оснастки мягких монтажных полотенец).

Основными преимуществами непрерывного метода демонтажа газопровода являются использование меньшего количества трубукладчиков и более высокий темп производства работ.

Циклический метод позволяет обеспечить более устойчивый процесс производства работ, так как мягкие монтажные полотна передают вертикальные усилия без смещения по поверхности труб (при использовании троллейных подвесок может иметь место проскальзывание катков вдоль газопровода).

В безразмерном виде решение, выбранное из описанных соображений (равномерная расстановка трубукладчиков), выглядит следующим образом:

$$\begin{array}{ll} \bar{l}_0 = 2,35 & \bar{K}_1 = 1 \\ \bar{l}_1 = 2,75 & \bar{K}_2 = 1 \\ \bar{l}_2 = 3,15 & \bar{K}_3 = 1 \\ \bar{l}_3 = 3,55 & \bar{K}_4 = 0,64 \\ \bar{l}_4 = 5,26 & \bar{K}_5 = 0,99 \end{array}$$

Для того чтобы перейти к размерным значениям, нужно знать модуль упругости материала (E), момент инерции (I), удельный вес трубопровода (q) и глубину траншеи (h_T). Модуль упругости стали известен, он равен

Многофункциональный регистратор



Решение задач

- учёт наработки оборудования
- журнал работы персонала
- оценка энергоэффективности
- статистика использования
- показатели по сменам

Прибор для сбора данных от датчиков с дискретным выходом, имеет встроенный WEB-сервер, LAN, RS-485, считыватель бесконтактных карт, хронологический журнал, корпус IP65.

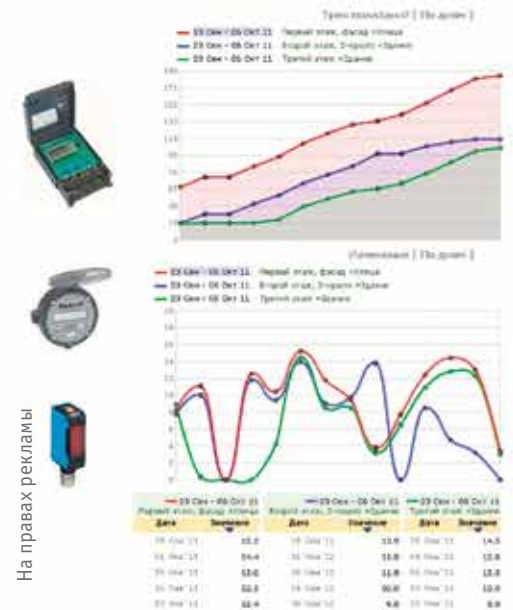
Выполняет задачи автономного сбора и предоставления информации и УСПД.

От датчиков

- счётчиков расхода
- электросчётчиков
- сухих контактов
- индукционных
- оптических
- магнитных
- реле тока

Поддержка

- счёт импульсов
- счёт времени
- расчёт оборотов
- GSM/GPRS модем
- бесконтактные карты
- WEB-интерфейс
- авторизация доступа



На правах рекламы

Разработка, производство, кастомизация.

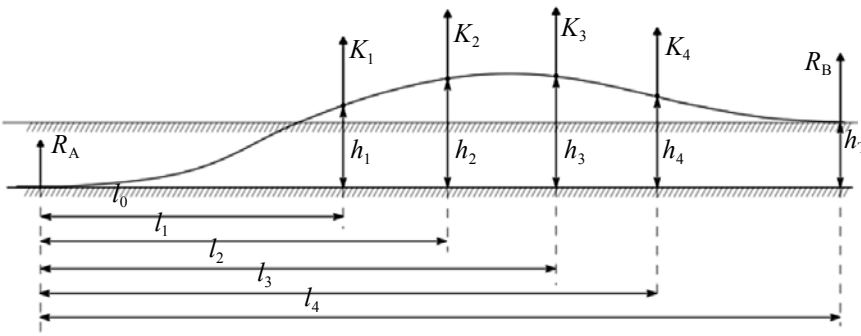


Рис. 1. Технологические параметры демонтажа газопровода, где:
 K_1 – подъемные силы трубуукладчиков;
 R_A и R_B – силы реакции опирания трубопровода на грунт;
 h_1 – высоты в точках подъема;
 h_T – глубина траншеи;
 l_1 – расстояния между точками приложения сил

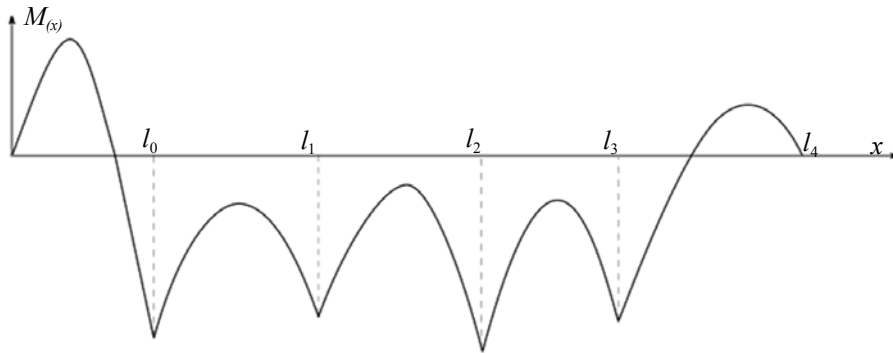


Рис. 2. Зависимость изгибающего момента от координаты. Общий вид

$$E = 2.1 \cdot 10^{11} \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$$

Момент инерции считается по следующей формуле:

$$I = \frac{\pi D^3 \delta}{8} \quad (5)$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, δ – толщина стенки трубы.

Удельный вес трубопровода можно посчитать по следующей формуле:

$$q = \pi D \delta \rho \cdot 1 \text{ м} \quad (6)$$

где ρ – удельный вес стали ($78000 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$).

Таким образом, для газопровода диаметром 1420 мм с толщиной стенки 16,5 мм значения момента инерции и удельного веса будут следующими:

$$I = 0.0179 \text{ м}^4$$

$$q = 5764.67 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Глубина траншеи (h_T) принимается равной 2,4 м, так как над уложенным трубопроводом должен быть как минимум метр грунта. Итак, с учетом выбранных/посчитанных значений q , E , I и h_T полученное выше решение в размерном виде будет выглядеть следующим образом:

$$l_0 = 83,54 \text{ м} \quad l_1 = 97,75 \text{ м}$$

$$l_2 = 111,75 \text{ м} \quad l_4 = 186,71 \text{ м}$$

$$l_3 = 126,16 \text{ м}$$

$$K_1 = 2,015 \cdot 10^5 \text{ Н} \approx 20 \text{ кТ}$$

$$K_2 = 2,015 \cdot 10^5 \text{ Н} \approx 20 \text{ кТ}$$

$$K_3 = 2,015 \cdot 10^5 \text{ Н} \approx 20 \text{ кТ}$$

$$K_4 = 1,282 \cdot 10^5 \text{ Н} \approx 13 \text{ кТ}$$

$$K_A = 2 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Выражения для высот трубопровода в точках подъема выводятся из дифференциального уравнения упругой линии:

$$h_1 = \frac{1}{EI} \left(\frac{R_A l_0^3}{6} - \frac{q l_0^4}{24} \right) \quad (7)$$

$$h_m = \frac{1}{EI} \left(R_A \frac{l_m^3}{6} + \sum_{i=1}^{m-1} K_i \left(\frac{(l_{m-1} - l_{i-1})^3}{6} - \frac{q l_{m-1}^4}{24} \right) \right), \quad (8)$$

$$m = 2, 3, 4$$

Вычислим высоты для решенной выше задачи:

$$h_1 = 2,1 \text{ м} \quad h_3 = 2,8 \text{ м}$$

$$h_2 = 2,57 \text{ м} \quad h_4 = 2,8 \text{ м}$$

Найдены все параметры технологической схемы демонтажа газопровода. Для оценки напряжений изгиба, действующих в трубопроводе, при использовании данной схемы демонтажа необходимо знать значения изгибающих

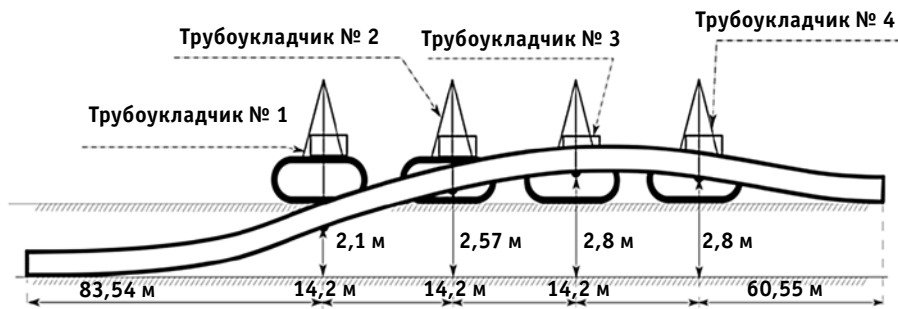


Рис. 3. Технологические параметры демонтажа газопровода 1420 x 16,5 мм

моментов, действующих в сечениях газопровода. Из [1, 2] известно, что графически зависимость изгибающего момента от координаты в общем виде представлена на рисунке 2.

Таким образом, наиболее опасными с точки зрения возможных изломов трубопровода (т.е. максимального напряжения, действующего в трубопроводе) являются точки подъема трубопровода, а также точка между точками 0 и l_1 , в которой функция $M(x)$ достигает своего максимума. Выпишем выражения для моментов в точках подъема:

$$M_1 = M(l_0) = R_A l_0 - \frac{q l_0^2}{2} \quad (9)$$

$$M_m = M(l_{m-1}) = R_A l_{m-1} + \sum_{i=1}^{m-1} K_i (l_{m-1} - l_{i-1}) - \frac{q l_{m-1}^2}{2}, \quad (10)$$

$m = 2, 3, 4$

Далее найдем точку x_0 между 0 и l_1 , в которой функция $M(x)$ достигает своего максимума:

$$M(x) = R_A x - \frac{q x^2}{2} \quad (11)$$

$$M'(x_0) = R_A - q x_0 = 0 \quad (12)$$

$$x_0 = \frac{R_A}{q} \quad (13)$$

$$M_x = M(x_0) = R_A \frac{R_A}{q} - \frac{q R_A^2}{2 q^2} = \frac{R_A^2}{2 q} \quad (14)$$

Вычислим значения моментов для указанных выше точек поднимаемого газопровода, учитывая определенные ранее

значения технологических параметров схемы демонтажа:

$$M_1 = -3,09 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_2 = -4,69 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_3 = -4,57 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_4 = -2,74 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_x = 3,53 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Максимальным по модулю является момент во второй точке поднимаемого трубопровода. Вычислим напряжение в этой точке:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{M^*}{W}, \quad (15)$$

где W – момент сопротивления трубы;

$$W = \frac{\pi \hat{D}^2 \delta}{4} \quad (16)$$

где \hat{D} – внешний диаметр трубопровода.

Для описываемого случая:

$$W = 0,026 \text{ м}^3 \quad \text{Н}$$

$$\sigma_{\text{изг}} = 179,5 \cdot 10^6 \text{ м}^2 = 179,5 \text{ МПа}$$

Анализ результатов расчета показывает, что общая длина поднимаемого газопровода $D 1420 \times 16,5$ мм составляет 186,7 м. При этом первый по ходу колонны трубоукладчик должен поддерживать газопровод над траншеей, второй может поддерживать газопровод как над траншеей, так и над строительной полосой, в зависимости от положения упруго изгибаемого газопровода, третий и четвертый трубо-

укладчики поддерживают газопровод над строительной полосой.

Максимальные изгибные напряжения для рассчитанной схемы демонтажа составляют 180 МПа.

Напряжения от изгиба газопровода в горизонтальной плоскости увеличивают суммарные напряжения на 3–5%.

Кроме того, на газопровод действуют динамические нагрузки, составляющие около 25% от статических нагрузок.

С учетом вышеизложенного суммарные нагрузки, действующие на газопровод при демонтаже, при соблюдении технологических параметров расчетной схемы составляют 227,5 МПа. Это позволяет сделать вывод о том, что при соблюдении разработанной технологии будет обеспечена сохранность газопровода при демонтаже.

На первые три трубоукладчика действуют большие нагрузки, чем на четвертый. Кроме того, вылет стрел для поддержания газопровода у первых трех трубоукладчиков больше, чем у четвертого. С определенным запасом можно рекомендовать использовать в трех первых точках подъема трубоукладчики марки D355С, а в последней точке, геометрические параметры которой представлены на рисунке 3, – D155С.

ЛИТЕРАТУРА

1. Березин В.Л., Телегин Л.Г., Аникин Е.А. Методические указания по расчету трубопроводов на прочность при строительстве. – М., 1974.
2. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В., Алимов С.В., Тютнев А.М. Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. – М.: Недра, 2010.

**Operation and maintenance of pipelines
Determination of process parameters for gas pipeline dismantling**

E.I. Veliyulin, Krasnodargazstroy LLC; A.M. Mitrokhin, I.M. Gubkin State Russian University of Oil and Gas; A.D. Reshetnikov, Orgenergogas LLC

When removing gas pipeline for preparation and factory re-insulation the most effective way to remove it is stripping above the pipe and slight cutting of it from side generatrices. After that the pipeline section is opened, cut into pipes sections, under which trolley pipe holders are put, and removing (using required number of pipe handlers) stepwise and gas pipeline section installation on benching are done. With this method of removal earthworks volumes regarding pipeline opening, as well as the cost parameters are significantly reduced.

References:

1. Berezin V.L., Telegin L.G., Anikin E.A. Metodicheskie ukazaniya po raschetu truboprovodov na prochnost' pri stroitel'stve (Procedural guidelines for pipeline strength calculation during construction). – Moscow, 1974.
2. Khallyev N.Kh., Budzulyak B.V., Alimov S.V., Tyut'nev A.M. Kompleksnaya mekhanizatsiya kapital'nogo remonta lineinoy chasti magistral'nykh gazoprovodov (Comprehensive mechanization of linear part overhaul of main gas pipelines). – Moscow: Nedra, 2010.

Ощутите прогресс.

Преимущества трубоукладчиков Liebherr:

- Мощная бесступенчатая гидростатическая трансмиссия
- Кабина повышенной комфортности и управление посредством джойстиков
- Высокий отклик и точная работа гидравлики
- Безопасность: защита кабины от опрокидывания в серийной комплектации



На правах рекламы

ЛИБХЕРР-РУСЛАНД ООО
РФ, 121059, Москва, ул. 1-я Бородинская, 5
Москва: тел.: (495) 710 83 85, факс: 710 83 86
РСК*: тел.: (495) 710 74 10, факс: 710 74 04
Санкт-Петербург: тел.: (812) 448 84 10, факс: 448 84 11
Сочи: тел.: (8622) 25 56 06, факс: 25 56 06
Екатеринбург: тел.: (343) 345 70 50, факс: 345 70 52
Новосибирск: тел.: (383) 230 10 40, факс: 230 10 41
Кемерово: тел.: (3842) 34 50 00, факс: 34 64 05
Хабаровск: тел.: (4212) 74 78 47, факс: 74 78 49
* - Ремонтно-складской комплекс
E-mail: office.rus@liebherr.com
www.facebook.com/LiebherrConstruction
www.liebherr.ru

LIEBHERR

Группа компаний