

УДК 622.692.4

**В.С. Шадрин**, начальник производственно-технического управления Инженерно-технического центра «Оргтехдиагностика» ОАО «Оргэнергогаз» (г. Москва), аспирант ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов» Республики Башкортостан, e-mail: shadrin@oeg.gazprom.ru; **И.Р. Гимазетдинов**, инженер-технолог проектно-сметного бюро аппарата управления ОАО «Уралсибнефтепровод» (г. Уфа), аспирант ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов» Республики Башкортостан, e-mail: gir1986@bk.ru; **К.М. Гумеров**, д.т.н., профессор, заведующий отделом № 27 «Диагностика промысловых трубопроводов» ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов» Республики Башкортостан, e-mail: K.M.Gumerov@mail.ru

## Изменение напряженного состояния трубопроводов после ремонта

Методами математического моделирования исследовано изменение напряжено-деформированного состояния подземного магистрального трубопровода после выполнения ремонтных работ на ограниченном участке. Показано, что земляные работы (вскрытие-засыпка) приводят к появлению дополнительных остаточных напряжений, которые при определенных режимах эксплуатации могут существенно повлиять на безопасность. В частности, эти напряжения необходимо учитывать при оценке опасности дефектов, обнаруженных при внутритрубной диагностике трубопроводов и их аттестации.

**Ключевые слова:** подземный трубопровод, ремонт, диагностика, остаточные напряжения, оценка безопасности, математическое моделирование.

Безопасная эксплуатация подземных магистральных трубопроводов основана на периодической диагностике, оценке обнаруженных дефектов и выборочном ремонте. При этом достигаемый уровень надежности зависит от совершенства применяемых методов на всех этапах. Одним из методов, требующих развития, является контроль напряженного состояния с учетом того, что ремонт, как и любое другое внешнее воздействие, приводит к изменению распределения сил и напряжений. В данной работе проведены исследования таких изменений на примере участка нефтепровода с размерами  $\varnothing 1220 \times 14,5$  мм. Ремонт состоит в том, что трубопровод вскрывается от грунта по всему периметру на участке протяженностью 104 м, производятся назначенные работы по дополнительному контролю, ликвидации дефектов и восстановлению изоляции, затем трубопровод засыпается грунтом. Данный участок трубопровода содержит кривые отводы со следующими характери-

стиками (табл. 1), причем за начало отсчета принята точка, отстоящая от начала ремонтируемого участка на 100 м. Наша задача состояла в том, чтобы проследить изменения напряженного состояния данного участка трубопровода поэтапно: после вскрытия от грунта и после засыпки грунта при разных сочетаниях температуры и внутреннего давления. Решение строилось с использованием методов конечных разностей, конечных элементов, последовательных приближений [2–4]. В решении учитывались конфигурация трубопровода с учетом кривизны, его размеры, упру-

гие свойства металла труб, весовые характеристики материалов (металла, продукта перекачки, грунта), глубина залегания трубы (по верхней образующей), реакция грунта, внутреннее давление в трубе, температурные изменения, продольная сила вследствие осевой деформации участка. Реакцию грунта рассматривали как сумму четырех составляющих: сверху, снизу, по бокам. Реакции по бокам компенсируют друг друга, поэтому их сумма равна нулю. Реакцию грунта сверху считали равной весу грунта, находящегося над трубопроводом:

Таблица 1. Характеристики кривых отводов на исследуемом участке трубопровода

Участок, м	Протяженность, м	Радиус кривизны, м	Выпуклостью
126–130	4	70,77	вниз
140–143	3	37,85	вниз
149–151	2	44,12	вниз
152–159	7	63,20	вниз
159–162	3	41,47	вниз
165–166	1	44,25	вверх

$$q_{\text{верх}} = -\gamma_{\text{гр}} H_{\text{гр}} D, \quad (1)$$

где  $D$  – диаметр трубопровода;  $H_{\text{гр}}$  – глубина по верхней образующей;  $\gamma_{\text{гр}}$  – удельный вес грунта. Это допущение справедливо при глубинах заложения трубопровода, сопоставимых с диаметром самой трубы, когда не может образоваться свод обрушения [1, 5]. Реакция грунта снизу определяется его механическими свойствами. При этом считалось, что грунт сопротивляется сжатию и не сопротивляется растяжению. В некоторых пределах грунт ведет себя как упругое тело, за этими пределами – как пластическое. Поэтому реакцию грунта снизу ограничивали областью  $0 \leq q_{\text{низ}} \leq q_{\text{пр}}$ . Внутри этой области грунт сопротивляется смещениям трубы упруго, и для его реакции использовали соответствующую формулу:

$$q_{\text{низ}} = -CD\Delta v, \quad (2)$$

где  $\Delta v$  – вертикальный сдвиг трубы относительно равновесного состояния;  $C$  – коэффициент постели грунта [2]. При необходимости можно использовать любые другие законы взаимодействия трубы с грунтом. В данной расчетной модели это не вызывает никаких затруднений, что связано с применением метода последовательных приближений. Необходимость применения данного метода вызвана именно тем, что мы заранее не знаем распределение параметра  $\Delta v$ , поэтому не можем задать реакцию грунта в окончательном неизменном виде. По мере последовательных приближений будут происходить уточнения как реакции грунта, так и самого решения задачи. Таким образом, полная реакция грунта задается в виде суммы:

$$q_{\text{гр}} = q_{\text{верх}} + q_{\text{низ}}. \quad (3)$$

Дифференциальное уравнение продольно-поперечного изгиба трубопровода под действием распределенных сил имеет следующий вид [4]:

$$EJ_x \left( \frac{d^4 v}{dz^4} - \frac{d^2 K}{dz^2} \right) - N \frac{d^2 v}{dz^2} - q = 0. \quad (4)$$

Здесь приняты следующие обозначения:  $E$  – модуль упругости металла труб;

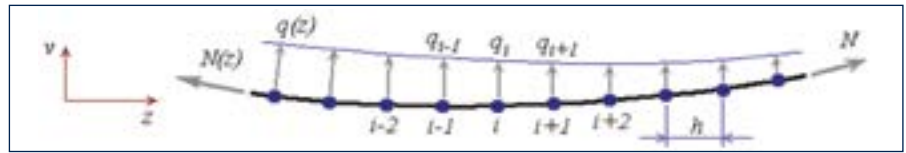


Рис. 1. Конечно-разностная схема трубопровода и действующих сил

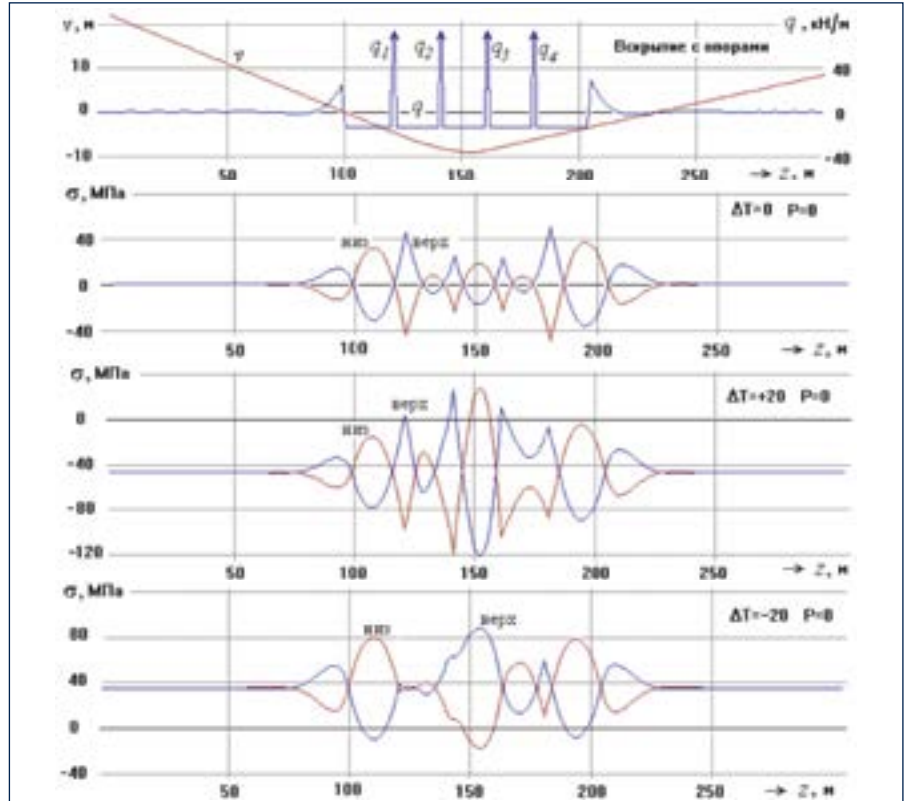


Рис. 2. Нефтепровод вскрыт на участке 100–204 м на четырех опорах, находится при  $P = 0$  и разных перепадах температуры  $\Delta T$

$J_x$  – момент инерции поперечного сечения трубы относительно оси  $x$  (ось  $x$  совпадает с горизонтальным диаметром сечения трубы);  $v$  – вертикальная координата оси трубы;  $z$  – координата вдоль трассы;  $K$  – кривизна трубы (величина, обратная радиусу изгиба);  $N$  – осевая сила в трубопроводе;

$q$  – суммарная сила, действующая на данное сечение трубопровода в вертикальном направлении. Все величины, направленные вверх, считаются положительными.

Уравнение (4) решить аналитически не всегда удастся, поэтому построили конечно-разностную схему (рис. 1), где

Таблица 2. Продольные напряжения в трубопроводе после вскрытия с четырьмя временными опорами

Давление $P$ , МПа	0			6,0		
$\Delta T$ , °C	0	20	-20	0	20	-20
min $\sigma_z$ , МПа	-50,72	-122,1	-17,71	-53,64	-3,20	-103,7
max $\sigma_z$ , МПа	+51,52	+27,2	+88,21	+140,9	+80,26	+213,5
$v_{\text{min}}$ , М	-9,206	-9,220	-9,124	-9,034	-9,199	-8,849
$q_1$ , кН	331,5	404,1	180,0	51,05	294,66	0
$q_2$ , кН	248,3	709,1	0	0	20,67	0
$q_3$ , кН	240,0	656,5	0	0	33,22	0
$q_4$ , кН	350,6	291,3	310,3	212,2	379,3	41,40

Таблица 3. Продольные напряжения в трубопроводе после засыпки с тремя промежуточными опорами

Давление P, МПа	0			6,0		
ΔT, °C	0	20	-20	0	20	-20
min σ <sub>z</sub> , МПа	-47,92	-112,5	-1,08	+19,70	-22,45	-18,60
max σ <sub>z</sub> , МПа	+67,00	+42,08	+109,9	+133,1	+85,92	+237,6
v <sub>min</sub> , м	-9,241	-9,266	-9,216	-9,203	-9,229	-9,105
q <sub>5</sub> , кН	377,3	478,0	275,7	224,6	327,1	0
q <sub>6</sub> , кН	284,8	520,0	53,1	0	169,6	0
q <sub>7</sub> , кН	391,2	428,5	351,9	330,4	372,0	178,0

индексами i-1, i, i+1, ... отмечены узлы и соответствующие величины. В конечно-разностном представлении уравнение (4) получает вид:

$$v_{(i)} = A_{(i)} \cdot (v_{(i-1)} + v_{(i+1)}) + B_{(i)} \cdot (v_{(i-2)} + v_{(i+2)}) + C_{y(i)} \cdot \left. \begin{aligned} A_{(i)} &= \frac{4EJ_x + N_{(i)} h^2}{6EJ_x + 2N_{(i)} h^2}; B_{(i)} = \frac{-EJ_x}{6EJ_x + 2N_{(i)} h^2}; \\ C_{y(i)} &= \frac{h^4 \cdot q_{y(i)} + h^2 \cdot EJ_x (K_{y(i-1)} - 2K_{y(i)} + K_{y(i+1)})}{6EJ_x + 2N_{(i)} h^2} \end{aligned} \right\} (5)$$

Решая систему алгебраических уравнений (5) с соответствующими граничными и начальными условиями, получим первое, второе и последующие приближения к искомому решению. В процессе приближений одновременно уточняются силы, зависящие от значений v<sub>y</sub>, в т.ч. реакция грунта в каждой точке и осевая сила N. Ниже рассмотрено несколько характерных случаев, когда требуется учитывать

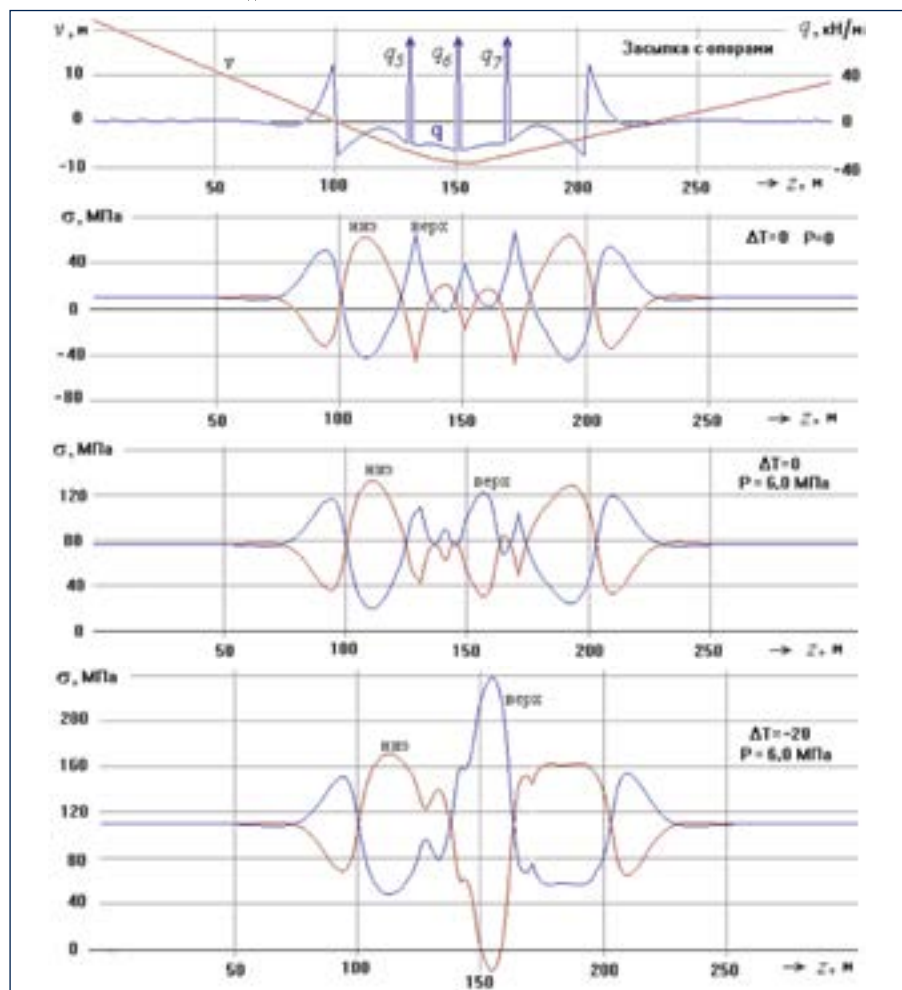


Рис. 3. Нефтепровод засыпан с тремя промежуточными опорами и находится при P = 0 и разных перепадах температуры ΔT

технологии выборочного ремонта трубопроводов на пересеченной местности, в частности через впадину (овраг). При этом приняты следующие обозначения: ΔT = T<sub>3</sub> - T<sub>0</sub>; T<sub>0</sub> - температура строительства, T<sub>3</sub> - температура в данный момент; v - высотный уровень трубопровода; q - результирующая поперечная сила, действующая на трубопровод; σ - продольные напряжения по верхней и нижней образующим трубопровода.

При вскрытии от грунта по всему периметру сечения протяженного участка (более 30 м) обычно предусматриваются временные опоры в виде земляных тумб, которые поддерживают трубопровод. Могут быть использованы и другие временные опоры, например специальные брусья, трубуокладчики и др. Для осмотра участков в зонах, где находятся земляные тумбы, могут быть устроены промежуточные опоры в виде уплотненного грунта, после чего эти тумбы можно снимать. Засыпка траншеи после завершения всех операций производится с участием этих промежуточных опор. В рассматриваемом случае четыре временные опоры в виде земляных тумб расположены с интервалом 20 м в точках z = 121, 141, 161, 181 м. Промежуточные опоры будут располагаться в точках z = 131, 151, 171 м. Такая технология позволяет обследовать всю поверхность трубопровода, выполнить ремонт в полном объеме и не допускать при этом больших смещений трубопровода.

На рисунке 2 показаны графики распределения продольных напряжений вдоль верхней и нижней образующих в состоянии вскрытого трубопровода при разных температурах и давлениях. Числовые значения важнейших параметров напряженно-деформированного состояния приведены в таблице 2. На рисунке 3 и в таблице 3 приведены аналогичные результаты расчетов для состояния после засыпки траншеи с тремя промежуточными опорами.

Эти результаты показывают, что после ремонта в трубопроводе остаются значительные дополнительные (остаточные) напряжения, которые сильно зависят от температуры и давления. Продольные напряжения могут приближаться к пределу текучести, что может инициировать ускоренное раз-

**Новые технологии  
Новые возможности**



Комплексы подземного оборудования Измерон в коррозионностойком исполнении для добычи нефти и газа:

- рассчитаны для работы в агрессивных средах с повышенным содержанием  $H_2S$  и  $CO_2$  до 25%
- используются на Бованенковском, Оренбургском НГКМ и Баяндыском месторождении

**Преимущества:**

- защита эксплуатационной колонны от агрессивной среды
- замещение жидкости глушения, закачка химреагентов, ингибирование рабочей среды без дополнительных СПО
- глушение скважины без попадания жидкости в продуктивный пласт
- повышение эффективности ЭЦН при использовании струйного насоса за счет эффекта газлифта в скважинах с высоким газовым фактором
- срок эксплуатации внутрискважинного оборудования до 20 лет

«НПФ Завод «Измерон»  
191144, г. Санкт-Петербург,  
ул. Новгородская, д. 13.  
Тел/ : +7 (812) 458-51-02.  
E-mail: tk@izmeron.ru.  
www.izmeron.ru

Таблица 4. Продольные напряжения в трубопроводе при ремонте без использования опор

Давление P, МПа	0			6,0		
$\Delta T$ , °C	0	20	-20	0	20	-20
После вскрытия на длину 104 м						
$\min \sigma_z$ , МПа	-92,26	-129,9	-66,67	-73,868	-73,77	-107,0
$\max \sigma_z$ , МПа	+182,6	+212,2	+165,6	+177,3	+168,3	+220,0
$V_{\min}$ , м	-9,402	-9,613	-9,189	-9,082	-9,297	-8,862
После засыпки траншеи						
$\min \sigma_z$ , МПа	-77,35	-120,9	-33,57	-23,08	-55,70	-67,15
$\max \sigma_z$ , МПа	+189,1	+147,9	+230,3	+258,0	+209,5	+349,2
$V_{\min}$ , м	-9,446	-9,484	-9,409	-9,378	-9,427	-9,240
Полость, м	-	-	-	10	-	49

витие различных дефектов, в том числе образование гофр.

Из таблиц 2 и 3 можно видеть, что при некоторых сочетаниях температуры и давления на опорах исчезает реакция. Это означает, что труба при этих сочетаниях параметров  $\Delta T$  и  $P$  приподнимается от опор, и образуется полость под трубой. Если режимы эксплуатации предусма-

тривают изменения этих параметров, то под трубой будет происходить расширение-сжатие полости, что, в свою очередь, будет вызывать циклическое движение грунтовых вод. А это способствует разрушению изоляционного покрытия. И, наконец, для сравнения рассмотрим случай, когда земляные опоры не предусматриваются ни при вскрытии участка

трубопровода, ни при засыпке траншеи (табл. 4). Это вполне возможный случай, учитывая, что трубопровод на впадинах приближается к состоянию, близкому к натянутой нити.

Из этой таблицы также можно видеть, что в зависимости от температуры и давления продольные напряжения достигают значений от -120 до 350 МПа, тогда как на прямых участках это напряжение не выходит за пределы от -50 до 124 МПа. Кроме того, в процессе эксплуатации под трубой может образоваться полость длиной до 49 м.

Полученные результаты позволяют делать вывод, что остаточные послеремонтные напряжения являются фактором, существенно влияющим на безопасность трубопроводов при их длительной эксплуатации. Эти напряжения необходимо учитывать при оценке опасности дефектов, обнаруживаемых при внутритрубных обследованиях трубопроводов и их аттестации.

#### Литература:

1. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. – М.: Недра, 1976. – 226 с.
2. Гумеров А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров. – М.: Недра, 2001. – 305 с.
3. Гумеров А.К., Климов В.П., Глазков А.С. Конечно-элементная модель трубопровода с кривыми вставками в сложных грунтовых условиях // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – Вып. 3 (89). – С. 80-86.
4. Гумеров А.К., Шадрин В.С., Валекжанин Д.Ю., Идрисов Р.Х., Хазипов Р.Х. Уравнения продольно-поперечного изгиба и сдвига трубопроводов с учетом исходной кривизны участков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – Вып. 4 (94). – С. 77-81.
5. Клейн Г.К. Расчет подземных трубопроводов. – М.: Стройиздат, 1969. – 240 с.

UDC 622.692.4

**V.S. Shadrin**, Head of the Production and Technical Department of Orgtekhdiagnostika Engineering and Technical Center of Orgenergogaz JSC (Moscow), postgraduate of SUE Institute of Energy Resources Transportation of the Republic of Bashkortostan, e-mail: shadrin@oeg.gazprom.ru; **I.R. Gimazetdinov**, Process Engineer of the Design and Estimate Bureau of the Executive Office of Uralsibnefteprovod JSC (Ufa), postgraduate of SUE Institute of Energy Resources Transportation of the Republic of Bashkortostan, e-mail: gir1986@bk.ru; **K.M. Gumerov**, D.Sc. (Engineering), professor, Head of Department No. 27 «Diagnostics of field pipelines» of SUE Institute of Energy Resources Transportation of the Republic of Bashkortostan, e-mail: K.M.Gumerov@mail.ru

### Variation of pipelines stress condition after repair

*Variation of stress and deformation of the underground main pipelines after repair works in the limited area was studied using mathematical model methods. It was shown that earthworks (development-filling) cause additional residual stresses that under certain operating conditions can significantly affect safety. In particular, these stresses should be taken into account when assessing the risk of defects identified during the in-line inspection of pipelines and their certification.*

**Keywords:** underground pipeline, repair, diagnostics, residual stresses, safety assessment, mathematical model

1. Borodavkin P.P. Mekhanika gruntov v truboprovodnom stroitel'stve (Soil mechanics in pipeline construction). – Moscow: Nedra, 1976. – 226 p.
2. Gumerov A.G. Bezopasnost' dlitel'no ekspluatiruemykh magistral'nykh nefteprovodov (Safety of long-term operated main oil pipelines) / A.G. Gumerov, R.S. Gumerov, K.M. Gumerov. – Moscow: Nedra, 2001. – 305 p.
3. Gumerov A.K., Klimov V.P., Glazkov A.S. Konechno-elementnaya model' truboprovoda s krivymi vstavkami v slozhnykh gruntovykh usloviyakh (Finite element model of the pipeline with dog leg sections in severe soil conditions) // Issues of oil and oil products collection, treatment and transportation. – 2012. – Issue 3 (89). – P. 80-86.
4. Gumerov A.K., Shadrin V.S., Valekzhanin D.Yu., Idrisov R.Kh., Khazipov R.Kh. (Urvneniya prodol'no-poperechnogo izgiba i sdviga truboprovodov s uchetom iskhodnoi krivizny uchastkov (Equation of pipelines transverse-longitudinal bending and shift taking into account initial curving of sections) // Issues of oil and oil products collection, treatment and transportation. – 2013. – Issue 4 (94). – P. 77-81.
5. Klein G.K. Raschet podzemnykh truboprovodov (Calculation of underground pipelines). – Moscow: Stroyizdat, 1969. – 240 p.