

УДК 622.692:539.3

Р.М. Аскаров, д.т.н., главный технолог ИТЦ; **А.Г. Мустаев**, начальник Кармаскалинского ЛПУ МГ, ООО «Газпром трансгаз Уфа», **Р.Р. Шафиков**, начальник отдела, ОАО «Краснодаргазстрой»

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НДС УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА

Статья посвящена оценке НДС участка трубопровода, выполненного с отступлением от проектного варианта (надземный переход) в подземном исполнении. Показано, что если переход незначительной протяженности (например, 15 м) для трубопровода диаметром 1420 мм, то возможен его ремонт засыпкой грунтом.

Исследования НДС участка газопровода в шурфах, полученные по данным геодезического позиционирования и контрольных измерений кольцевых и продольных напряжений стенки трубы, измеренных магнитношумовым комплексом Rollscan 200-1, показали, что величина продольных напряжений в трубопроводе незначительна, в пределах 0,2 предела текучести.

В процессе эксплуатации магистральных газопроводов в ряде случаев возникает необходимость проведения работ, связанных с вскрытием шурфов и по-

следующей их засыпкой, например шурфование для идентификации дефектов, находящихся на нижней образующей трубопровода или устранение последствий аварий или засыпка размытого участка. К этой же категории можно отнести перевод надземного перехода в подземный вариант засыпкой грунтом нарушенной структуры. При этом подбивка грунта под трубопроводом в силу разных причин не проводилась.

Напряженно-деформированное состояние (НДС) такого участка зависит от многих факторов – веса трубы, па-

раметров грунта (модуля деформации $E_{гр}$, коэффициента Пуассона $\mu_{гр}$), веса слоя грунта над трубопроводом и т.п. Однако основной параметр, влияющий на НДС трубопровода, на наш взгляд, – это длина шурфа. Например в Инструкции [1] приводится ограничение по длине вскрытого шурфа (26 м для диаметра 1420 мм), другие параметры не приводятся.

В работе [2] приводятся данные по участку газопровода Челябинск – Петровск 267 км, диаметром 1420 мм, на котором через 25 лет эксплуатации,

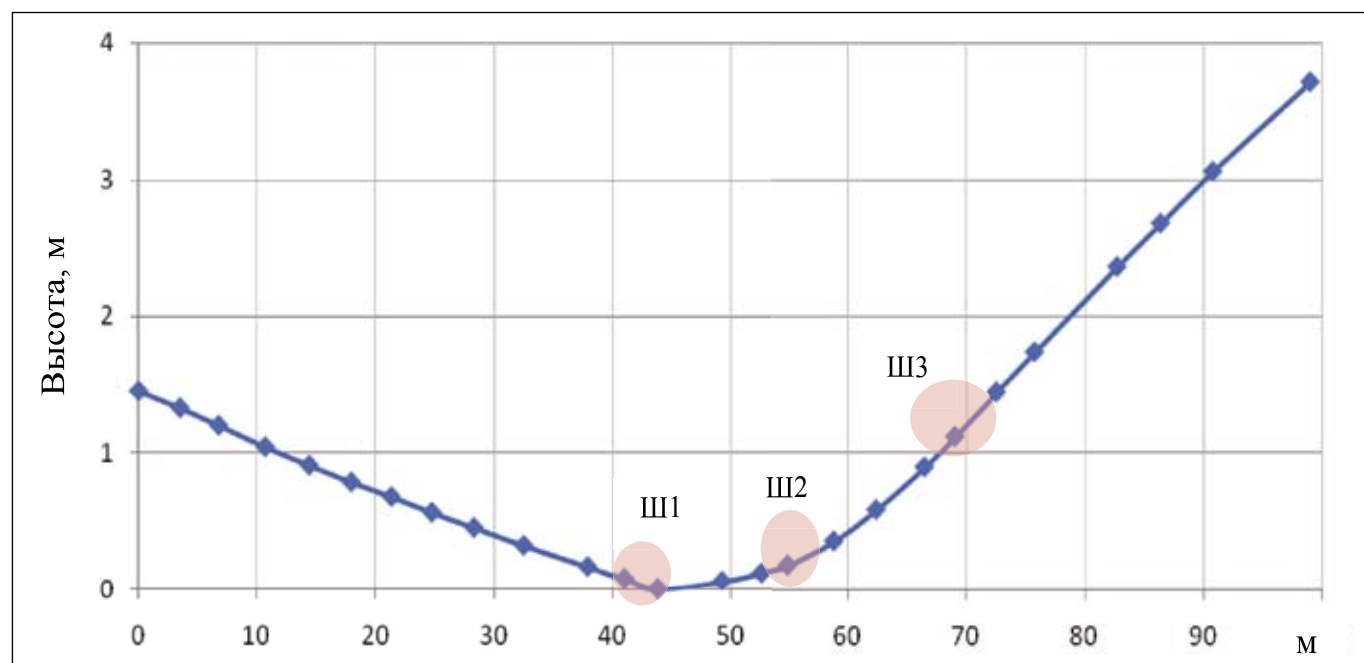


Рис. 1. Высотные отметки верхней образующей участка газопровода Челябинск – Петровск на 301,1 км



МЫ ПРОИЗВОДИМ ТОЛЬКО ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ

Это позволяет нам концентрироваться на особенностях их изготовления и потребления.



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

- Нефтехимическая индустрия
- Нефтегазодобывающая промышленность
- Судостроение
- Машиностроение
- Мостостроение
- Гражданское строительство



**117420, г. Москва,
ул. Намёткина, д. 10Б
Тел./факс: +7(495) 363-56-69**

info@akrus-akz.ru

www.akrus-akz.ru

www.akrus.pф

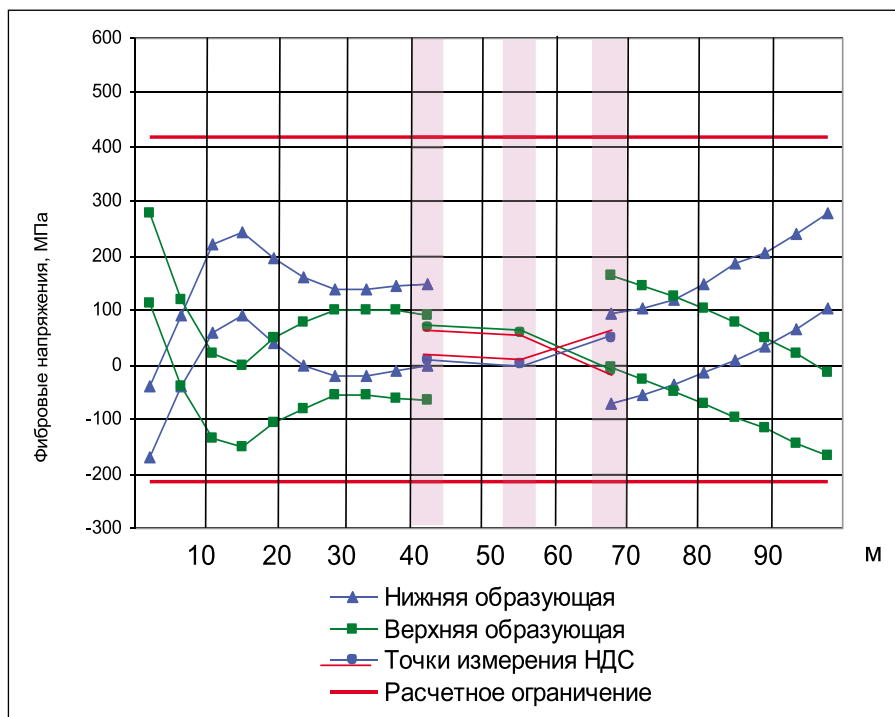


Рис. 2. Распределение продольных напряжений участка на участке газопровода Челябинск – Петровск на 301,1 км

в 2006 г., произошла авария со взрывом и возгоранием. Согласно проекту, это надземный переход трубопровода диаметром 1420 мм, с толщиной стенки 19,5 мм (сталь X 67), пересекающий овраг. Протяженность перехода – 36 м. В процессе сооружения надземного перехода, вопреки проектному решению, было принято решение исполнить его в подземном варианте, засыпать грунтом. Непосредственной причиной аварии явились высокие изгибные напряжения в вертикальной плоскости (сжатие по верхней и растяжение по нижней образующей трубопровода). Таким образом, опыт эксплуатации этого газопровода показывает, что длина шурфа 36 м – выше допустимого предела для ремонта засыпкой.

Согласно исследованиям [3], на примере расчетов НДС надземного перехода диаметром 1420 мм, с толщиной стенки 18,7 мм, категория прочности К 60, при ограничении изгибных напряжений до $b_i = 0,5 b_{тек}$ (235 МПа), с определенными параметрами грунта как в защемлении, так и грунта засыпки нарушенной структуры длина шурфа, при его переводе в подземный вариант засыпкой грунтом не должна превышать 20,4 м.

Поэтому представляет интерес расчет НДС участка газопровода с длиной надземного перехода менее 20,4 м. По этому критерию рассмотрим участок

газопровода Челябинск – Петровск 301,1 км, при сооружении которого по проекту предусмотрен надземный переход, а по факту – выполнен в подземном исполнении.

При анализе технического состояния линейной части МГ по этому признаку этот участок был отнесен к потенциально опасному. Согласно проектной документации (рабочий чертеж профиля надземного перехода газопровода Челябинск – Петровск 301,1 км), его длина составляет 15 м.

На этом участке с целью оценки его технического состояния было проведено комплексное обследование, включающее расчет НДС по данным геодезического позиционирования; измерение кольцевых и продольных напряжений в шурфах при рабочих параметрах транспорта газа.

На рисунке 1 приводится профиль участка, построенного по результатам геодезического позиционирования. Отметки Ш1, Ш2 и Ш3 – места вскрытия шурфов.

Допускаемые напряжения для рассматриваемого участка, рассчитанные согласно [4], составили: для нижней образующей (фибровые, растягивающие) – 419 МПа, для верхней образующей (фибровые, сжимающие) – 215 МПа.

Распределение фибровых напряжений (продольные напряжения в крайних точ-

Таблица. Результаты контроля НДС в шурфах

№ точки в сечении	Шурф №1		Шурф №2		Шурф №3		Давление газа, МПа
	Труба №7351		Труба №7352		Труба №7353		
	Сечения						5,5
	1	3		5			
	Напряжения, МПа						Температура газа, град.
	Продольные	Кольцевые	Продольные	Кольцевые	Продольные	Кольцевые	
0	10*	190	3*	202	50*	203	18
3	40	212	30	211	20	193	
6	70*	219	60*	211	-10*	188	
9	50	210	37	185	25	190	

Примечание к таблице: * зеленого и синего цвета приводятся на эюре (рис. 2)

ках сечения трубопровода в плоскости результирующего изгиба), построенные по данным геодезического позиционирования [5], приведены на рисунке 2. Координаты по оси абсцисс на рисунке 2 соответствуют аналогичным координатам, указанным на рисунке 1. Расчеты НДС, по данным геодезического позиционирования, распространяются на участки трубопроводов, расположенных в упругой зоне (без кривых холодного гнутья), этим объясняется выпадение данных по середине участка на рисунке 2. Горизонтальные, прямые линии красного цвета соответствуют рассчитанным согласно [4] – ограничивают область допускаемых напряжений (+419 и -215 МПа). По диспетчерским данным, температура газа на рассматриваемом участке за последние три года находилась в диапазоне 8–32 °С. Приведенные на рисунке 2 кривые синего цвета (нижняя образующая) и зеленого цвета (верхняя образующая) показывают максимальные напряжения в этом температурном диапазоне.

Из рисунка 2 видно, что условия прочности для максимальных продольных напряжений выполняются. В шурфах 1, 2 и 3 в контрольном сечении трубопровода были проведены замеры кольцевых и продольных напряжений. Измерения проводились анализатором напряжений, комплексом магнитношумовым Rollscan 200-1, использование которого на объектах ОАО «Газпром», согласно [6], допускается, результаты приводятся в таблице. На эюру рисунка 2 нанесены три точки синего цвета, соответствующие величине продольных напряжений на 6 часах (нижняя образующая трубы) в часовой координате из таблицы, а также три точки зеленого цвета, соответствующие величине продольных напряжений на 0 часов (верхняя образующая трубы). Согласно данным таблицы (номера труб по данным ВТД), максимальные продольные напряжения составили около 70 МПа в первом шурфе. На момент измерения давление газа составило 5,5 МПа, температура

газа – 18 °С, т.е. параметры транспорта газа находятся в среднем температурном диапазоне. Таким образом, результаты исследования НДС участка газопровода Челябинск – Петровск 301,1 км, полученные по данным геодезического позиционирования, показали, что величина продольных напряжений в трубопроводе даже при максимальном температурном перепаде соответствует требованиям нормативных документов [4]. Контрольные измерения кольцевых и продольных напряжений стенки трубы в шурфах подтвердили данные расчетов. Благополучная картина НДС объясняется тем, что изначально длина засыпанного грунтом надземного перехода составляла 15 м, трубопровод выполнен в подземном исполнении (по профилю местности). Это означает, что реакция грунта основания компенсирует воздействие веса трубы и грунта над ним, в этом отношении переход не отличается от участков, выполненных в подземном исполнении.

Литература:

1. ВРД 39-1.10-033-2001. Инструкция по обеспечению безопасности при обследовании газопроводов, подверженных стресс-коррозии. – М.: ОАО «Газпром», 2001. – 24 с.
2. Мустаев А.Г. О напряжениях, возникающих при засыпке трубы, исполненной в надземном варианте. Промышленная безопасность на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах: материалы V научно-практической конференции / Под ред. Н.Х. Абдрахманова и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – С. 74–80.
3. Мустаев А.Г. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода при его ремонте засыпкой с учетом отпора грунта основания // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. НТЖ, Уфа: ИПТЭР, № 2 (88), 2012. – С. 20–25.
4. СНИП 2.05.06-85* Магистральные газопроводы.
5. Инструкция «По определению по данным геодезической съемки фактического напряженно-деформированного состояния участков газопроводов, расположенных на территориях с опасными геодинамическими процессами, и оценки их работоспособности». – М.: ОАО «Газпром», 2003.
6. СТО Газпром 2-2.3-243-2008. Инструкция по проведению измерений напряжений в металле трубопроводов при использовании приборов, основанных на магнитошумовом методе.



ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

ГАЗОПРОВОДЫ

НЕФТЕПРОВОДЫ

ТЕПЛОПРОВОДЫ

ВОДОПРОВОДЫ

ТРУБОПРОВОДЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ И РЕМОНТА
ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ СТЫКОВ,
КОЛЕН И ОТВОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ
РЕМОНТА ПОКРЫТИЙ

ООО «ГЕФЕСТ-РОСТОВ»
344064, г. Ростов-на-Дону,
пер. Технологический, д. 5
8 (863) 277-44-01, 277-77-93
Торговый Дом, Москва
8 (499) 792-85-97, 727-58-52
Торговый Дом, Ростов-на-Дону
8 (863) 277-77-93, 277-44-01
e-mail: serv@gefestrostov.ru
e-mail: rnd@gefestrostov.ru

www.gefestrostov.ru