

РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ УСТАНОВКИ КОМПЕНСАТОРОВ–УПОРОВ В КАРСТОВОЙ ЗОНЕ НА ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНОМ УЧАСТКЕ ГАЗОПРОВОДА

УДК 622.692.4

Р.Н. Бахтизин, д.ф.-м.н., проф., ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Уфа, РФ),
ramil_bahtizin@mail.ru

Р.М. Зарипов, д.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», rail.zaripov@gmail.com

Г.Е. Коробков, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Korobkov45@mail.ru

Р.Б. Масалимов, к.т.н., ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», masalimovrb@mail.ru

И.Ф. Усманов, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», usmanov_iskander@inbox.ru

Прокладка газопровода на территории Российской Федерации осуществляется, как правило, по сильно пересеченной местности. В связи с этим возрастает необходимость предусмотреть влияние опасных геологических процессов на трассу газопровода и рассчитать параметры его эксплуатации. На трассе газопровода, проложенного по карстовой территории, выбран потенциально опасный подземный участок, где возможен его отказ. По разработанной авторами математической модели осуществлены расчеты и исследования напряженно-деформированного состояния для выбранного подземного участка газопровода трубопровода без компенсаторов и с учетом установки П-образных (в виде трапеции) компенсаторов-упоров. Результаты расчетов для различных значений параметров эксплуатации представлены в виде эпюр и значений основных характеристик напряженно-деформационного состояния газопровода. Каждый вариант расчета завершается анализом напряженно-деформационного состояния газопровода и оценкой его прочности в соответствии с требованиями положений нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию магистральных трубопроводов.

Для подземного участка газопровода без компенсаторов-упоров в карсте установлено: максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий превышают их предельно допустимые значения, что может привести к образованию потенциально опасных сечений газопровода и отказу в его работе. В статье вынесено предложение по установке компенсаторов-упоров для подземного участка трубопровода, находящегося в карсте. Компенсаторы-упоры препятствуют возникновению пластических деформаций в стенке трубы и появлению потенциально опасных участков, где возможен отказ работы газопровода.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НАПРЯЖЕНИЕ, ДЕФОРМАЦИЯ, ПРОЧНОСТЬ, ГАЗОПРОВОД, КОМПЕНСАТОР, КАРСТ.

Анализ результатов теоретических и практических исследований, посвященных обеспечению прочности и устойчивости газопроводов, проложенных в сложных инженерных условиях, в частности по карстовой территории, показал, что здесь их профили имеют сложные очертания с углами поворота в вертикальной

и горизонтальной плоскостях, и при сооружении их укладывают упругим изгибом или собирают сочетанием прямых труб и кривых вогнутых и выпуклых вставок (отводов) [1]. За счет развития карста нарушается проектное положение газопроводов, которое является одной из причин их отказов [2–4].

В качестве примера в табл. 1 представлены результаты замеров суммарных продольных напряжений σ в поперечном сечении стенки трубы [4] на подземном участке действующего газопровода, подверженного активному развитию карста. Ориентация точек замера на внешней поверхности трубы указана по ходу часовой

Bakhtizin R.N., Doctor of Sciences (Physics and Mathematics), Professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University" (Ufa, Russian Federation), ramil_bahtizin@mail.ru

Zaripov R.M., Doctor of Sciences (Engineering), Associate Professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University", rail.zaripov@gmail.com

Korobkov G.E., Doctor of Sciences (Engineering), Professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University", Korobkov45@mail.ru

Masalimov R.B., Candidate of Sciences (Engineering), Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University", masalimovrb@mail.ru

Usmanov I.F., Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University", usmanov_iskander@inbox.ru

Mathematical substantiation of installation of the limit stop compensators for the potentially dangerous gas pipeline section in the karst zone

On the territory of the Russian Federation, the gas pipeline laying is carried out, as a rule, on cross-country terrain. In this regard, there is a growing need to provide for the impact of hazardous geological processes on the pipeline route and calculate its operation parameters. On the route of the gas pipeline laid on karst territory, a potentially dangerous underground section, where its inaction is possible, is selected. According to the mathematical model developed by the authors, the calculations and studies of the stress-strain state for the selected underground section of the gas pipeline without compensators and taking into account the installation of the U-shaped limit stop compensators (in the form of a trapezium) are carried out. The results of calculations for various values of operating parameters are presented in the form of diagrams and values of the main characteristics of the stress-strain state of the gas pipeline. Each calculation option is completed by analyses of the stress-strain state of the pipeline and assessment of its strength in accordance with the provisions of documents regulating the operation of main pipelines.

For the underground section of the gas pipeline without the limit stop compensators in the karst, it is determined that the maximum (fiber) total longitudinal stresses from the standard loads and impacts exceed their maximum permissible values, that can lead to the formation of potentially dangerous sections of the gas pipeline and its inaction. The article presents a proposal to installation of the limit stop compensators for the underground section of the pipeline located in karst. The limit stop compensators prevent the appearance of plastic deformations in the pipe wall and the appearance of potentially dangerous areas where the failure of the gas pipeline is possible.

KEYWORDS: STRESS, STRAIN, STRENGTH, PIPELINE, COMPENSATOR, KARST.

стрелки. Датчики были прикреплены по окружности в семи точках: 7^{30} ; 9^{00} ; 10^{30} ; 12^{00} ; 1^{30} ; 3^{00} ; 4^{30} по ходу газа. Положительные значения σ в таблице соответствуют растягивающим напряжениям, а отрицательные значения σ – сжимающим напряжениям.

Максимальный уровень суммарных продольных напряжений по верхней образующей трубы равен 330 МПа, что превышает их предельно допустимое значение от нормативных воздействий и нагрузок [5]. Аналогичное соотношение имеет место для замеренных значений суммарных продольных напряжений по нижней части поперечного сечения трубы. В связи с этим возникла необходимость внесения изменений в конструкцию газопровода, которые могли бы снизить уровень его

Таблица 1. Результаты замеров суммарных продольных напряжений σ в поперечном сечении трубы
Table 1. Results of measurements of the total longitudinal stress σ in the cross section of the pipe

Расположение точки измерения напряжений σ по часам (по ходу газа) Location of the stress measurement point σ in clockwise order (along the gas path)	7^{30}	9^{00}	10^{30}	12^{00}	1^{30}	3^{00}	4^{30}
Суммарные продольные напряжения, σ , МПа Total longitudinal stresses, σ , MPa	330	30	-170	-320	-290	80	330

напряженно-деформационного состояния (НДС).

Одним из путей решения этой проблемы является установка на участке газопровода компенсирующих устройств, которые предназначены для снятия сжимающих напряжений в стенке трубы [2–4]. Для того чтобы компенсатор-упор

мог выполнять свое предназначение, т. е. газопровод мог перемещаться в траншее в продольном направлении, необходимо, чтобы грунт в траншее не препятствовал возможным продольным перемещениям компенсатора-упора. Поэтому рекомендуется засыпать его упруго деформируемым грун-

том или устанавливая упруго деформируемые элементы [2].

В расчетах НДС и устойчивости газопроводов жесткость (податливость) компенсаторов-упоров рассчитывается приближенно в зависимости от их конфигурации, но без учета их деформаций, что может привести к значительным погрешностям при оценке прочности газопровода в соответствии с требованиями положений нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию магистральных газопроводов [5].

В разработанной математической модели [3] отпадает необходимость задания жесткости компенсатора-упора, поскольку оценка характеристик прочности и устойчивости газопровода с компенсатором определяются с учетом его совместных деформаций с грунтом, геометрических и жесткостных характеристик, а также его параметров эксплуатации. Их влияние на изгиб газопровода в настоящее время изучено недостаточно полно. Теоретический и практический интерес представляет исследование влияния особенностей конструкции газопровода с компенсатором на потенциально опасных участках.

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ

На продольном профиле трассы газопровода, подверженной активному развитию карста [4], выбран участок длиной $l = 480$ м. Выбранный участок газопровода при компьютерном моделировании его НДС условно делится на 80 равных элементарных частей, каждая из которых имеет длину 6 м, с № 1–80.

В соответствии с продольным профилем трассы для каждой из этих частей условного разбиения выбираются следующие исходные данные расчета: типы грунтов с указанием их несущей способности; абсолютные отметки; глубина заложения и высота засыпки грунта; радиусы и углы поворота гнутых отводов; длины участков с постоянным уклоном;

характеристика труб с указанием диаметра и толщины стенки; категория участка газопровода. Исходные данные расчета могут быть дополнены результатами исследований, выполненными на трассе газопровода по физико-механическим характеристикам грунтов, замерами напряжений в стенке трубы. В расчетах были использованы данные по физико-механическим свойствам пяти типов грунтов (глина тугопластичная, глина полутвердая, глина мягкопластичная, суглинок полутвердый иловатый, суглинок тугопластичный иловатый), полученные в ходе специальных лабораторных исследований [4].

Согласно исполнительной документации приняты следующие исходные данные:

- газопровод на рассчитываемом участке составлен из труб с наружным диаметром $D_n = 1480$ мм с толщиной стенки $\delta = 18,6$ мм;
- участок газопровода отнесен ко второй категории сложности;
- газопровод согласно продольному профилю трассы в частях с № 36, 37, 44, 45, где имеются углы поворота в вертикальной плоскости, собран из стандартных отводов выпуклой формы с радиусом кривизны $\rho_0 = 60$ м [1];
- в средних частях с № 50, 51, где согласно профилю трассы имеется вогнутый участок, по проекту газопровод должен быть собран из вогнутых вставок с радиусом кривизны $\rho_0 = 60$ м, но после вскрытия грунта при выполнении ремонтных работ было обнаружено изменение проекта. Здесь кривая вставка заменена прямой трубой при сооружении газопровода [4].

Анализ данных продольного профиля трассы рассматриваемого участка газопровода, лабораторных исследований физико-механических свойств грунтов, замеров напряжений в стенке трубы показали [4], что в средней части длиной 72 м, которая соответствует частям условного разбиения с № 35–46, за счет разви-

тия карста возможно ослабление грунта основания, его обрушение, а в грунте-засыпке – нарушение свода естественного равновесия, положение газопровода превышает проектные отметки более чем в 2,5 раза. Поэтому необходимо выполнить исследования НДС рассматриваемого участка газопровода с учетом вышеперечисленных изменений состояния грунта и возможных изменений конструкции газопровода при выполнении ремонтных работ, а также при проектировании этих работ для рассматриваемого участка с учетом развития карста. Такого высокого уровня сложности задачи в данной статье предлагается решать методом вариантного проектирования [2], на основных этапах которого будем использовать разработанную авторами ранее математическую модель, позволяющую не только находить условия прочности и устойчивости газопровода, но и выбирать оптимальный профиль трассы при минимуме земляных работ.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЕНСАТОРОВ

Исходные уравнения, начальные и граничные условия и применение метода конечных элементов для расчета НДС, прочности и устойчивости газопроводов, проложенных, в частности, в карстовом массиве, изложены в работе [3]. Остановимся на особенностях, связанных с применением компенсирующих устройств.

В рамках реализации вариантного метода были выбраны следующие конструкции расчетного участка газопровода: 1) газопровод не содержит компенсаторы-упоры; 2) газопровод содержит два П-образных (в виде трапеции) компенсатора-упора в подземном участке, которые находятся на расстоянии 48 м до и после средней части, подверженной развитию карста. Общая геометрическая длина каждого из компенсаторов-упоров равна 36 м. Первый из них включает части условного

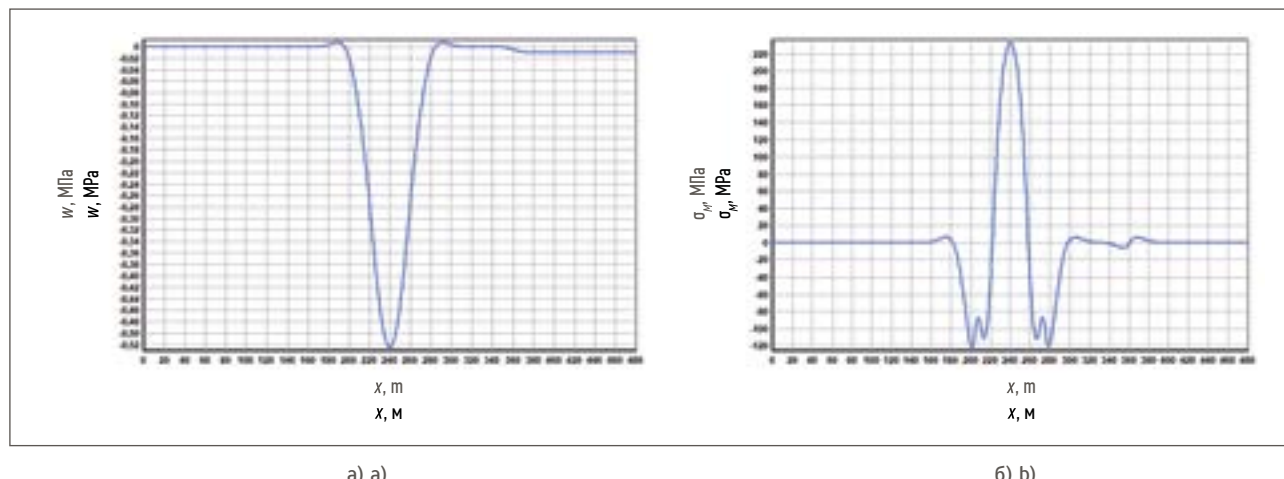


Рис. 1. Характеристики НДС газопровода без компенсатора: а) эпюра прогиба; б) эпюра изгибных напряжений
Fig. 1. Characteristics of the stress-strain state of a gas pipeline without a compensator: a) flexure diagram; b) bending stress diagram

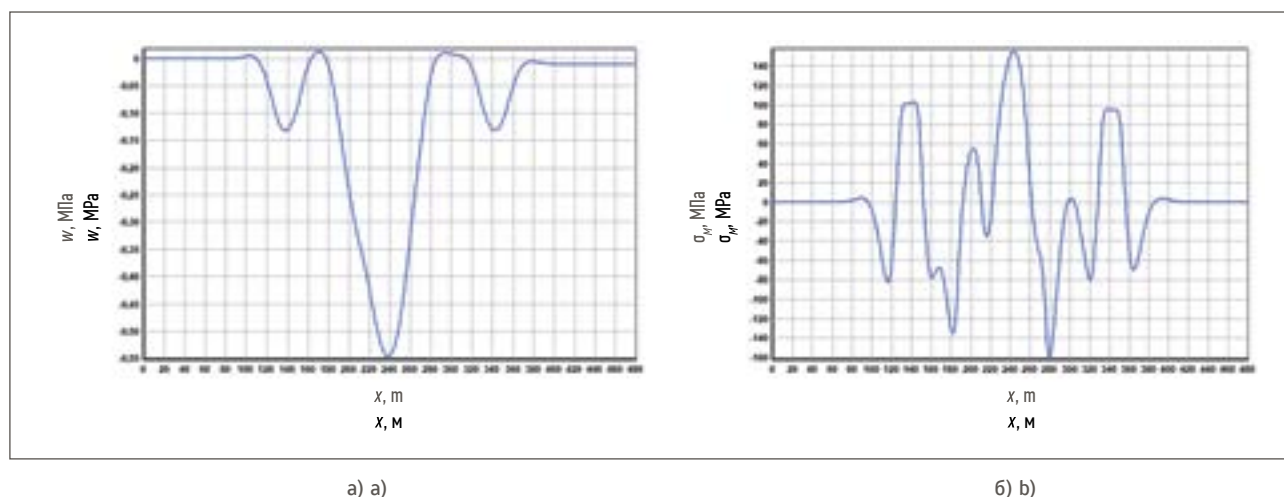


Рис. 2. Характеристики НДС газопровода с компенсаторами-упорами, установленными в подземной части: а) эпюра прогиба; б) эпюра изгибных напряжений
Fig. 2. Characteristics of the stress-strain state of a gas pipeline with compensators: a) flexure diagram; b) bending stress diagram

разбиения с № 21–26, второй – с № 55–60.

Первый компенсатор-упор содержит опорные части с № 21, 22, 25, 26, составленные из стандартных отводов с радиусом кривизны $\rho_0 = 60$ м [1], причем части с № 21, 26 имеют выпуклую форму, а части с № 22, 25 – вогнутую. Средние части с № 23 и 24 представляют собой прямые трубы. Второй П-образный компенсатор-упор собран аналогично.

Характеристики НДС газопровода и их анализ были определены для двух вариантов параметров эксплуатации:

$p_0 = 6,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °С;
 $p_0 = 3,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °С,

где Δt – температурный перепад, который равен разности температур эксплуатации и замыкания газопровода при строительстве; p_0 – рабочее внутреннее давление.

Эпюры прогиба w и изгибных напряжений σ_M представлены на рис. 1–2, где x – длина участка рассчитываемого газопровода.

Экстремальные значения характеристик НДС газопровода для двух расчетных вариантов – прогиб w ; напряжения от продольных усилий σ_N на концах рассчитываемого участка σ_{N1} и его средней части σ_{N2} ; изгибные напряжения пролетных σ_{M1} и опорных σ_{M2} изгибающих моментов и суммарные продольные напряжения $|\sigma_{np}^H|$ и их предельно

допустимые значения $[\sigma_{np}^H]$ от нормативных воздействий и нагрузок [5] – приведены в табл. 2.

Значения эпюр рис. 1 при $p_0 = 6,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °С и данные таблицы для газопровода без компенсаторов-упоров показывают, что максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения $|\sigma_{np}^H| = 344$ МПа от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые в соответствии с требованиями положений [5], превышают их предельно допустимые значения $[\sigma_{np}^H] = 240$ МПа, т. е. $|\sigma_{np}^H| > [\sigma_{np}^H]$. Таким образом, не выполняется условие нормативного документа [5] по предотвращению недопустимых пла-

Таблица 2. Результаты расчета максимальных характеристик НДС газопровода
Table 2. Results of calculation of the maximum characteristics of the stress-strain state of the pipeline

Варианты расчетов Variants of calculations		Характеристики НДС Characteristics of the stress-strain state						
		w, м w, m	σ_{N1} , МПа σ_{N1} , МПа	σ_{N2} , МПа σ_{N2} , МПа	σ_{M1} , МПа σ_{M1} , МПа	σ_{M2} , МПа σ_{M2} , МПа	$ \sigma_{np}^H $, МПа $ \sigma_{np}^H $, МПа	$[\sigma_{np}^H]$, МПа $[\sigma_{np}^H]$, МПа
Газопровод без компенсаторов Gas pipeline without compensators	$p_0 = 6,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C $p_0 = 6,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C	-0,53	15	-112	230	-126	344	240
	$p_0 = 3,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C $p_0 = 3,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C	-0,49	-18	-130	232	-135	363	318
Газопровод с компенсаторами Gas pipeline with compensators	$p_0 = 6,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C $p_0 = 6,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C	-0,56	-11	-66	142	-172	234	240
	$p_0 = 3,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C $p_0 = 3,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C	-0,53	-39	-81	167	-151	251	318

стических деформаций, а в этом случае возможно образование потенциально опасных сечений газопровода, где может произойти нарушение его герметичности.

В работе [2] при исследовании НДС участка газопровода со сложным очертанием оси в вертикальной плоскости был сделан вывод об особенности деформаций при изгибе газопровода с кривыми вставками.

В связи с тем, что при $p_0 = 6,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C не выполняются условия предотвращения пластических деформаций газопровода, были выполнены расчеты и исследование НДС газопровода при снижении внутреннего давления на 3 МПа, т. е. при $p_0 = 3,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C.

Анализ данных табл. 2 показал, что снижение внутреннего давления в газопровode на 3,0 МПа не только не приводит к уменьшению, но, наоборот, способствует незначительному увеличению экстремальных значений характеристик НДС. Например, продольные сжимающие напряжения в средней части, где грунт ослаблен развитием карста, возрастают на 11,6 %, а экстремальное значение изгибных напряжений – на 0,08 %, суммарные продольные напряжения – на 9,7 % по сравнению с соответствующими характеристиками НДС газопровода при $p_0 = 6,0$ МПа; $\Delta t = 20$ °C.

Наряду с этим возрастают и предельно допустимые значе-

ния суммарных (фибровых) продольных напряжений $[\sigma_{np}^H]$ с 240 до 318 МПа, т. е. на 10,6 %. Величина максимальных (фибровых) суммарных продольных напряжений $|\sigma_{np}^H| = 363$ МПа превышает их предельно допустимое значение $[\sigma_{np}^H] = 318$ МПа, т. е. $|\sigma_{np}^H| \gg [\sigma_{np}^H]$. Это свидетельствует о том, что даже после понижения внутреннего давления в два раза остается возможность образования потенциально опасных сечений.

Применение компенсаторов-упоров снижает экстремальные значения продольных сжимающих напряжений в газопровode в два раза, изгибных напряжений σ_M – на 62 %, значения максимальных (фибровых) суммарных продольных напряжений $|\sigma_{np}^H|$ – на 46,8 %, а их предельно допустимое значение $[\sigma_{np}^H]$ от нормативных воздействий и нагрузок остается без изменения, т. е. $[\sigma_{np}^H] = 240$ МПа. Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения $|\sigma_{np}^H| = 234$ МПа не превышают их предельно допустимого значения $[\sigma_{np}^H] = 240$ МПа, т. е. $|\sigma_{np}^H| < [\sigma_{np}^H]$.

Как и в предыдущем случае, уменьшение внутреннего давления в газопровode с компенсатором на 3 МПа незначительно изменило его характеристики НДС.

ВЫВОДЫ

Установлено, что при пересечении карстового массива газопроводом без компенсаторов-упоров максимальные (фибро-

вые) суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий превышают их предельно допустимые значения и не выполняется условие предотвращения недопустимых пластических деформаций. Возможно образование потенциально опасных сечений газопровода, где может произойти отказ его работы.

Установка компенсаторов-упоров препятствует возникновению в стенке трубы пластических деформаций, следовательно, и появлению потенциально опасных участков. Применение компенсаторов-упоров снижает экстремальные значения продольных сжимающих напряжений в газопровode в два раза, изгибных напряжений σ_M – на 62 %, значения максимальных (фибровых) суммарных продольных напряжений $|\sigma_{np}^H|$ – на 46,8 %, а их предельно допустимое значение $[\sigma_{np}^H]$ от нормативных воздействий и нагрузок остается без изменения. Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения $|\sigma_{np}^H|$ не превышают их предельно допустимого значения $[\sigma_{np}^H]$.

Снижение внутреннего давления в газопровode на 3,0 МПа не только не приводит к уменьшению, но, наоборот, способствует незначительному увеличению экстремальных значений характеристик НДС. Например, продольные сжимающие напряжения в средней части, где грунт ослаб-

лен развитием карста, возрастают на 11,6 %, суммарные продольные напряжения – на 9,7 %. Наряду с этим возрастают и предельно допустимые значения суммарных (фибровых) продольных напряжений $[\sigma_{пр}^H]$ на 10,6 %.

Величина максимальных (фибровых) суммарных продольных напряжений $|\sigma_{пр}^H|$ превышает их предельно допустимое значение. Это свидетельствует о том, что даже после понижения внутреннего давления в два раза оста-

ется возможность образования потенциально опасных сечений, что оказалось малоэффективным мероприятием для рассчитываемого участка газопровода при отсутствии в его конструкции компенсаторов-упоров. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 24950–81. Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия [Электронный источник]. Режим доступа: <http://gostexpert.ru/data/files/24950-81/33d42686f0fd6b151d6bd9db48a7f3ec.pdf> (дата обращения: 26.02.2018).
2. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982. 340 с.
3. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А., Коробков Г.Е. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. В 2 т. Т. 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. М.: Изд-во «Интер», 2005. 705 с.
4. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А., Коробков Г.Е. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. В 2 т. Т. 2. Оценка и обеспечение прочности трубопроводов. М.: Изд-во «Интер», 2006. 564 с.
5. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85* (с изм. № 1) [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 26.02.2018).

REFERENCES

1. State Standard GOST 24950–81. Curved Bends and Inserts Curves on the Bends of the Linear Part of Steel Trunk Pipelines. Technical Specifications [Electronic source]. Access mode: <http://gostexpert.ru/data/files/24950-81/33d42686f0fd6b151d6bd9db48a7f3ec.pdf> (access date: February 26, 2018). (In Russian)
2. Aynbinder A.B., Kamershteyn A.G. Calculation of Trunk Pipelines for Strength and Stability. Moscow, Nedra, 1982, 340 p. (In Russian)
3. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. Calculation and Maintenance of Strength of Pipelines in Complex Engineering Geological Conditions. In 2 books. Book 1. Numerical Modeling of the Stress-Strain State and Stability of Pipelines. Moscow, Publishing House Inter, 2005, 705 p. (In Russian)
4. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. Calculation and Maintenance of Strength of Pipelines in Complex Engineering Geological Conditions. In 2 books. Book 2. Evaluation and Ensuring the Strength of Pipelines. Moscow, Publishing House Inter, 2006, 564 p. (In Russian)
5. Code Specification SP 36.13330.2012. Trunk Pipelines. Updated Version of Construction Norms and Regulations SNiP 2.05.06–85* (with Amendment No. 1) [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (access date: February 26, 2018). (In Russian)



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ

Консультант №1 в России*

*1-е место в рейтинге
«Консалтинг в области организации производства».
По данным «Эксперт РА» (2004–2010, 2012 гг.)

**УСЛУГИ
СЛУЖБМ
ГЛАВНОГО
ИНЖЕНЕРА**

**Экспертиза
промышленной
безопасности**

Энергоаудит

**Специальная
оценка условий
труда**

Проектирование

**Экологический
аудит**

Работаем с предприятиями ПАО «Газпром» с 1998 года



Входит в GCE Group («ДжиСиИ Групп»).
Международный консультант по организации производства

Санкт-Петербург: +7 (812) 334 5984 Москва: +7 (499) 176 8772
www.gce.ru