DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-146-155

УДК 622.692.4

Р.Н. Бахтизин, Р.М. Зарипов, Г.Е. Коробков, Р.Б. Масалимов, И.Ф. Усманов
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
Российская Федерация)

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЧНОСТИ ПОДЗЕМНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С НАРУШЕНИЕМ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПРИ УСТАНОВКЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

R.N. Bakhtizin, R.M. Zaripov, G.E. Korobkov, R.B. Masalimov, I.F. Usmanov
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

PROVIDE STRENGTH OF THE UNDERGROUND PIPELINE SECTION WITH POSITIONAL DEVIATIONS AT COMPENSATING THE DEVICES INSTALLATION

Введение

Образование карста является одной из причин отклонения подземного участка газопровода, составленного из прямых труб и кривых вставок, от проектного положения. При этом происходит его сжатие в продольном направлении по всей длине рассчитываемого участка, а величина напряжений превышает их предельно допустимого значения от нормативных воздействий и нагрузок. Поэтому возникает необходимость внесения изменений в конструкцию трубопровода, которые могли бы снизить его уровень напряженно-деформированного состояния.

Цели и задачи

Работа посвящена исследованию напряженно-деформированного состояния и обеспечению прочности подземного участка газопровода с нарушением проектного положения при установке на концах рассчитываемого участка компенсаторов, предназначенных для снятия продольных сжимающих усилий в стенке трубы.

Методы

Расчеты напряженно-деформированного состояния выбранного участка трубопровода с компенсатором были осуществлены для двух вариантов нарушения проектного положения:

Background

The presence of karst is one of the reasons for the deviation of the underground section of the pipeline, composed of straight pipes and insert curves, from the design position. In this case, it compresses in the longitudinal direction along the entire length of the calculated section, and the magnitude of the stresses exceeds their maximum permissible value from the standard influences and loads. Therefore, there is a need to make changes in the design of the pipeline, which could reduce its level of mechanical stress-strain state.

Aims and Objectives

This paper is devoted to the study of mechanical stress-strain state and ensure the strength of the underground part of the pipeline project in violation of the provisions of the installation at the ends of the calculated area compensators designed for the removal of the longitudinal compressive forces in the pipe wall.

Metods

Mechanical stress-strain state calculations of the selected section of the pipeline was carried out for two settlement options in violation of the provisions of the project:

1) трубопровод составлен из прямых труб и выпуклых вставок;

2) в средней части, где трубопровод имеет наибольшие отклонения от проекта, прямые трубы заменены вогнутой вставкой.

Представленные в статье эпюры и экстремальные значения характеристик напряженно-деформированного состояния газопровода найдены из решения следующих задач:

а) концы рассчитываемого участка защищены грунтом и не могут перемещаться в продольном направлении;

б) на концах рассчитываемого участка установлены компенсаторы, предназначенные для снятия продольных сжимающих усилий в стенке трубы;

в) труба может перемещаться в продольном направлении за счет отказа работы компенсатора.

Результаты

Результаты расчета представлены в виде эпюр основных характеристик напряженно-деформированного состояния газопровода и таблиц, в которых приведены экстремальные значения этих характеристик. Каждый вариант расчета завершается анализом напряженно-деформированного состояния газопровода и оценкой его прочности в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию магистральных трубопроводов.

В результате анализа напряженно-деформированного состояния и оценки прочности рассматриваемого участка трубопровода определено, что при нарушении проектного положения в трубопроводе, в котором углы поворота в вертикальной плоскости составлены из кривых выпуклых вставок, а средняя часть - из прямых труб, установка компенсаторов не снижают уровень напряженно-деформированного состояния, а, наоборот, приводит к его росту и возникновению потенциально опасных участков. Установка компенсаторов снизила уровень напряженно-деформированного состояния на участке трубопровода, в котором прямые трубы в средней части были заменены вогнутыми вставками.

1) the pipeline is made up of straight pipes and convex inserts;

2) in the middle part, where the pipeline has the greatest deviation from the project straight pipe replaced concave insert. In the third design option, the settlement is considered the pipeline composed of straight pipes and convex inserts after his return to the design position.

Presented in the paper, diagrams and extremes mechanical stress-strain state pipeline characteristics are found by solving the problems:

a) the ends of the calculated portion pinched the ground, so they cannot move in the longitudinal direction;

b) on the ends of the counted site the compensators intended to relieve the longitudinal compressive forces in the pipe wall;

c) due to failure in the functioning of the compensator the pipe can move in the longitudinal direction.

Results

The calculation results are presented in the form of diagrams of the main characteristics of pipeline mechanical stress-strain state and tables, which are given extreme importance of these characteristics. Each version of the calculation concludes with an analysis of pipeline mechanical stress-strain state and evaluation of its strength in accordance with the requirements governing the operation of the main pipelines of the normative documents.

As a result of the analysis of the mechanical stress-strain state and evaluation of the strength of the pipeline section, it is determined that if the design position in the pipeline is violated in which the rotation angles in the vertical plane are composed of the curves of the convex inserts, and the middle part is made of straight pipes, the installation of the compensators does not reduce the mechanical stress-strain state level, but rather leads to its growth and the emergence of potentially dangerous areas. The installation of the expansion joints reduced the mechanical stress-strain state level in the pipeline section, in which straight pipes in the middle part were replaced by concave inserts.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, прочность, трубопровод, проектное положение

Key words: mechanical stress-strain state, strength, pipeline, project position

Проведенные нами исследования [1] напряженно-деформированного состояния (НДС) подземного участка трубопровода при отклонении его от проектного положения за счет развития карста показали, что трубопровод, составленный из кривых вставок и прямых труб, сжимается в продольном направлении по всей длине рассчитываемого участка, а величина напряжений превышает их предельно допустимое отклонение от нормативных воздействий и нагрузок [1]. Поэтому возникла необходимость внесения изменений в конструкции трубопровода, которые могли бы снизить уровень его НДС. Одним из путей решения этой проблемы является установка на участке трубопровода компенсирующих устройств, которые предназначены для снятия сжимающих напряжений в стенке трубы [2, 3]. Их влияние на изгиб трубопровода в настоящее время недостаточно полно изучено. Теоретический и практический интерес представляет исследование влияния особенностей конструкции трубопровода с компенсатором при нарушении его проектного положения. Настоящая статья посвящена вопросам вышеописанной проблемы.

В [1] приведен продольный профиль рассматриваемого в данной статье участка газопровода, подверженного развитию карста, также представлена постановка задачи о НДС участка газопровода, описанное решение задачи методом конечных элементов с учетом совместных деформаций трубопровода и грунта, особенностей его конструкции и параметров эксплуатации, а также дано обоснование необходимости исследования НДС выбранного участка газопровода, изложена его методика. Более подробное описание методов расчета НДС и обеспечения прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях, к которым относятся условия эксплуатации рассматриваемого участка, дано в работах [1-5].

Длина рассчитываемого подземного участка газопровода равна 300 м. В его средней части длиной 60 м грунт ослаблен развитием карста. Концы рассматриваемого участка заземлены грунтом. В расчетной схеме рассчитываемый участок условно делится на 50 элементарных частей, каждая длиной 6 м.

Методика составления исходных данных изложена в работах [1, 3-5].

На выходе подземного участка трубопровода на поверхность земли для его разгрузки от продольных сжимающих напряжений рекомендуют установить компенсационные устройства (компенсаторы) [2, 3]. Если установить их на концах рассчитываемого участка трубопровода, то в рассмотренной нами постановке задачи о НДС трубопровода с заземленными концами вместо граничного условия для продольного перемещения

$$u(0) = 0; u(l) = 0 \quad (1)$$

необходимо принять следующие граничные условия [2]:

$$N_x(0) = -\left(p_o \frac{\pi D_{вн}^2}{4} - \gamma u(0)\right),$$

$$N_x(l) = p_o \frac{\pi D_{вн}^2}{4} - \gamma u(l). \quad (2)$$

В граничных условиях (1)-(2) приняты следующие обозначения:

u - продольное перемещение трубы;

γ - жесткость компенсатора;

l - длина рассчитываемого участка трубопровода;

$u(0), u(l)$ - продольное перемещение трубы в начале и в конце участка;

$N_x(0), N_x(l)$ - продольное осевое усилие растяжения (сжатия) трубы в начале и в конце рассчитываемого участка, соответственно;

p_o - внутреннее рабочее давление в трубопроводе;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы.

Для более полного выявления растяжения трубы компенсатором расчеты выполняются с пренебрежением отпора компенсатора [3]. В этом случае в формуле (2), полагая $\gamma = 0$, имеем следующие граничные условия в начале и в конце рассчитываемого участка:

$$N_x(0) = -p_o \frac{\pi D_{вн}^2}{4}; N_x(l) = p_o \frac{\pi D_{вн}^2}{4}. \quad (3)$$

Если давление в трубопроводе падает, например при его опорожнении в ходе выполнения технологических мероприятий, то

компенсатор перестает выполнять свои функции. Практический интерес представляет случай, когда во внештатной ситуации происходит отказ работы компенсатора, но при этом в трубе поддерживается внутреннее рабочее давление, т.е. трубопровод остается в рабочем состоянии. В этом случае в начале ($x=0$) и в конце ($x=l$) рассчитываемого участка должны выполняться следующие граничные условия:

$$N_x(0)=0; N_x(l)=0. \quad (4)$$

Расчеты НДС выбранного участка трубопровода были осуществлены для двух расчетных вариантов нарушения проектного положения:

1) трубопровод составлен из прямых труб и выпуклых вставок;

2) в частях условного разбиения с номерами 24, 25, 26 и 27 прямые трубы заменены вогнутой вставкой, т.е. предлагается проект новой конструкции трубопровода [6].

Для этих расчетных вариантов были рассмотрены следующие варианты постановки задачи:

1) концы рассчитываемого участка защемлены грунтом, в этом случае для продольного перемещения трубы выполняются граничные условия (1);

2) на концах рассчитываемого участка трубопровода установлены компенсаторы, расчеты для этого случая осуществлены пренебрежением отпора компенсатора, поэтому должны выполняться граничные условия (3);

3) происходит отказ работы компенсатора. В этом случае выполняются граничные условия (4).

На рисунках 1, 2 представлены эпюры следующих основных характеристик НДС трубопровода: прогиб w , продольное перемещение u , напряжения от продольных усилий σ_N , изгибные напряжения σ_M , найденные из решения задачи для трубопровода с компенсатором.

В таблице 1 приведены экстремальные значения следующих основных характеристик НДС трубопровода: прогиб w , напряжения от продольных усилий σ_N , изгибные напря-

жения σ_M , суммарные продольные напряжения $|\sigma_{np}^H|$ и их предельно допустимые значения $[\sigma_{np}^H]$ от нормативных воздействий и нагрузок [7, 8]. Анализ эпюр рисунков 1, 2 и данных таблицы 1 показывает следующее. В случае растяжения трубы компенсатором от воздействия на него внутреннего рабочего давления значение растягивающего напряжения, равного $\sigma_N=0,5 \sigma_{кц}$, совпадает с величиной этой характеристики на концах рассчитываемого участка, представленной в таблице 1 и на эпюрах рисунков 1, 2 для всех расчетных вариантов. Вышесказанное подтверждает выполнение граничного условия (3) при численном решении задачи. Для трубопровода, составленного из выпуклой вставки и прямой трубы (1-й вариант расчета), работающий компенсатор при рассматриваемых здесь значениях параметров эксплуатации растягивает трубу не по всей длине рассчитываемого участка. Средняя часть, где грунт ослаблен развитием карста, а трубопровод собран из выпуклых вставок и прямых труб, остается в сжатой зоне. Концы рассчитываемого участка смещаются в продольном направлении вслед за компенсатором на 4,2 см. Максимальные значения прогиба увеличиваются более чем в 1,45 раза, а максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий также возрастают на 33 % по сравнению с этой характеристикой трубопровода, концы которого были защемлены грунтом. Данные компьютерного анализа прочности трубопровода согласно требованиям положений нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию магистральных трубопроводов [7, 8], показывают, что максимальное (фибровое) суммарное продольное напряжение, равное $|\sigma_{np}^H|=381,77$ МПа от нормативных нагрузок и воздействий, превышает его предельно допустимое значение $[\sigma_{np}^H]=172,87$ МПа, т.е. $|\sigma_{np}^H| > [\sigma_{np}^H]$.

Следовательно, не выполняется условие положения 12.4 нормативного документа [7] по предотвращению недопустимых пла-

стических деформаций. Это свидетельствует о том, что трубопровод, который имел потенциально опасные участки, после установки компенсаторов становится более уязвимым, поскольку в нем увеличились значения максимальных характеристик НДС трубопровода.

В случае отказа компенсатора ($N_x(0) = 0$; $N_x(l) = 0$; $p_0 = 6,2$ МПа;

$\Delta t = 0^\circ \text{C}$) максимальное значение прогиба уменьшается на 13,3 %, а максимальное значение изгибных напряжений - на 15,8 % по

сравнению с соответствующими характеристиками НДС трубопровода с работающими компенсаторами.

Хотя и уменьшается максимальное (фибровое) суммарное продольное напряжение до $|\sigma_{np}^H| = 289,46$ МПа от нормативных нагрузок и воздействий, но это значение превышает его предельно допустимое значение

$$[\sigma_{np}^H] = 172,87 \text{ МПа},$$

т.е. $|\sigma_{np}^H| > [\sigma_{np}^H]$.

а)

б)

в)

г)

- а) эпюра прогиба;
- б) эпюра продольного перемещения;
- в) эпюра изгибных напряжений;
- г) эпюра напряжений от продольной силы

Рисунок 1. Расчет основных параметров НДС трубопровода с компенсатором, собранного из прямых труб и выпуклых вставок при нарушении его проектного положения

Рисунок 2. Расчет основных параметров НДС трубопровода с компенсатором, собранного из прямых труб, выпуклых и вогнутых вставок, при нарушении проектного положения

Следовательно, не выполняется условие положения 12.4 нормативного документа [7] по предотвращению недопустимых пластических деформаций. Следует отметить, что на особенности деформаций при изгибе трубопровода с выпуклыми вставками обратил внимание А.Б. Айнбиндер [2] при исследовании НДС участка трубопровода с произвольным очертанием оси в вертикальной плоскости.

В трубопроводе, составленном из прямых труб, выпуклых и вогнутых вставок (2-й вариант расчета), работающий компенсатор при рассматриваемых здесь значениях параметров эксплуатации растягивает трубу в продольном направлении по всей длине рассчитываемого участка. Концы рассчитываемого

участка смещаются в продольном направлении вслед за компенсатором на 2,3 см. Максимальные значения прогиба уменьшаются на 0,13 м (35,15 %), а максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий, наоборот, увеличиваются в 1,2 раза по сравнению с этой характеристикой НДС трубопровода, концы которого были защемлены грунтом. При этом величина предельно допустимого значения суммарного продольного напряжения $[\sigma_{np}^H]$ от нормативных воздействий и нагрузок не изменяется, поскольку, как было отмечено выше, труба растягивается в продольном направлении по всей длине рассчитываемого участка.

Таблица 1. Результаты расчета максимальных характеристик НДС трубопровода

Варианты расчетов		Характеристики НДС				
		$w, \text{ м}$	$\sigma_N, \text{ МПа}$	$\sigma_M, \text{ МПа}$	$ \sigma_{np}^H , \text{ МПа}$	$[\sigma_{np}^H], \text{ МПа}$
1-й вариант расчета	$u(0) = 0; u(l) = 0;$ $p_0 = 6,2 \text{ МПа}; \Delta t = 30^\circ \text{ C}$	-0,42	-18/-72	219/-168	295,28	172,87
	$N_x(0) = 0; N_x(l) = 0;$ $p_0 = 6,2 \text{ МПа}; \Delta t = 0^\circ \text{ C}$	-0,63	0/-37	248/-202	289,46	172,87
	$N_x(0) = -p_0 F_{ce}; N_x(l) = p_0 F_{ce};$ $p_0 = 6,2 \text{ МПа}; \Delta t = 0^\circ \text{ C}$	-0,76	119/-15	260/-240	381,77	172,87
2-й вариант расчета	$u(0) = 0; u(l) = 0$ $p_0 = 6,2 \text{ МПа}; \Delta t = 30^\circ \text{ C}$	-0,37	3/43	181/-149	226,85	349,24
	$N_x(0) = 0; N_x(l) = 0;$ $p_0 = 6,2 \text{ МПа}; \Delta t = 0^\circ \text{ C}$	-0,31	0/53	202/-129	258,30	349,54
	$N_x(0) = -p_0 F_{ce}; N_x(l) = p_0 F_{ce};$ $p_0 = 6,2 \text{ МПа}; \Delta t = 0^\circ \text{ C}$	-0,24	117/65	237/-157	311,22	349,54
Примечания: 1) в числителе дроби для напряжений от продольного усилия σ_N приведены напряжения на концах рассчитываемого участка, а в знаменателе - в его средней части; 2) в числителе дроби для изгибных напряжений σ_M приведены напряжения от пролетного изгибающего момента, а в знаменателе - от опорного.						

Поэтому коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб $\psi_1 = 1$ [7]. Данные компьютерного анализа прочности трубопровода показывают, что максимальное (фибровое) суммарное продольное напряжение, равное $|\sigma_{np}^H| = 311,22 \text{ МПа}$, не превышает его предельно допустимого значения $[\sigma_{np}^H] = 349,74 \text{ МПа}$, т.е.

$$|\sigma_{np}^H| < [\sigma_{np}^H].$$

Следовательно, не выполняется условие положения 12.4 нормативного документа

[7] по предотвращению недопустимых пластических деформаций. Следует отметить, что на особенности деформаций при изгибе трубопровода с выпуклыми вставками обратил внимание А.Б. Айнбиндер [2] при исследовании НДС участка трубопровода с произвольным очертанием оси в вертикальной плоскости.

В трубопроводе, составленном из прямых труб, выпуклых и вогнутых вставок (2-й вариант расчета), работающий компенсатор при рассматриваемых здесь значениях параметров эксплуатации растягивает трубу в продольном направлении по всей длине рас-

считываемого участка. Концы рассчитываемого участка смещаются в продольном направлении вслед за компенсатором на 2,3 см.

Максимальные значения прогиба уменьшаются на 0,13 м (35,15 %), а максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий, наоборот, увеличиваются в 1,2 раза по сравнению с этой характеристикой НДС трубопровода, концы которого были заземлены грунтом. При этом величина предельно допустимого значения суммарного продольного напряжения $[\sigma_{np}^H]$ от нормативных воздействий и нагрузок не изменяется, поскольку, как было отмечено выше, труба растягивается в продольном направлении по всей длине рассчитываемого участка. Поэтому коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб $\psi_1 = 1$ [7].

Данные компьютерного анализа прочности трубопровода показывают, что максимальное (фибровое) суммарное продольное напряжение, равное $|\sigma_{np}^H| = 311,22$ МПа, не превышает его предельно допустимого значения $[\sigma_{np}^H] = 349,74$ МПа, т.е. $|\sigma_{np}^H| < [\sigma_{np}^H]$.

В случае, когда происходит отказ компенсатора

$(N_x(0) = 0; N_x(l) = 0; p_0 = 6,2$ МПа; $\Delta t = 0$ °С), происходит перестройка формы изгиба трубопровода. При этом максимальное значение прогиба возрастает на 0,7 м (29,2 %), макси-

мальное значение изгибных напряжений, наоборот, уменьшается на 35 МПа (14,8 %).

Уменьшается и величина максимального (фибрового) суммарного продольного напряжения $|\sigma_{np}^H|$ от 358,32 МПа до 258,30 МПа, что не превышает его предельно допустимого значения $[\sigma_{np}^H] = 349,74$ МПа, т.е. $|\sigma_{np}^H| < [\sigma_{np}^H]$.

Таким образом, отказ работы компенсатора не приводит к возникновению в стенке трубы пластических деформаций в стенке трубы, следовательно, и к появлению потенциально опасных участков, где возможен отказ работы газопровода.

Выводы

1. В карстовой зоне подземный участок трубопровода, составленный из выпуклой вставки и прямой трубы (1-й вариант расчета, старый вариант конструкции трубопровода), имевший потенциально опасные участки, после установки компенсаторов становится более уязвимым, поскольку в нем увеличились значения максимальных характеристик НДС трубопровода.

2. В трубопроводе, составленном из прямых труб, выпуклых и вогнутых вставок (2-й вариант расчета, новая конструкция трубопровода), установка компенсатора не приводит к возникновению в стенке трубы пластических деформаций, следовательно, и к появлению потенциально опасных участков, где возможен отказ работы газопровода.

Список литературы

1. Зарипов Р.М., Коробков Г.Е., Масалимов Р.Б. Напряженно-деформированное состояние трубопровода при нарушении и возвращении его в проектное положение // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 1. С. 120-127.
2. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982. 340 с.
3. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Оценка и обеспечение прочности трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. М.: Изд-во «Интер», 2006. Т. 2. 564 с.

References

1. Zaripov R.M., Korobkov G.E., Masalimov R.B. Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie truboprovoda pri narushenii i vozvrashchenii ego v proektnoe polozhenie [The Stress-Strain State of the Pipeline in Violation and Return it to the Project Position]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2017, T. 15, No. 1, pp. 120-127. (in Russ.).
2. Ainbinder A.B., Kamershtein A.G. *Raschet magistral'nykh truboprovodov na prochnost' i ustoychivost'* [Calculation of Trunk Pipelines for Strength and Stability]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 340 p. (in Russ.).
3. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. *Raschet i*

4. Чичелов В.А., Хасанов Р.Н., Фесенко С.С. и др. Анализ результатов мониторинга и расчетов напряженно-деформированного состояния газопроводов при установке опор в карстовой зоне // Материалы III Конгресса нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа». Уфа: Изд-во «Реактив», 2001. С. 230-232.

5. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Коробков Г.Е. и др. Разработка метода расчета напряженно-деформированного состояния газопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях // Нефтегазовое дело. 2005. № 3. С. 119-128.

6. ГОСТ 24950-81. Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Техн. условия / Госкомитет СССР по строительству. М., 1982.

7. СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, 2013. 100 с.

8. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2010. 241 с.

obespechenie prochnosti truboprovodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh. Otsenka i obespechenie prochnosti truboprovodov [Calculation and Maintenance of Pipeline Strength in Complex Engineering-Geological Conditions. Evaluation and Ensuring the Pipelines Strength]. Moscow, Inter Publ., 2006, T. 2, 564 p. (in Russ.).

4. Chichelov V.A., Khasanov R.N., Fesenko S.S. e.a. Analiz rezul'tatov monitoringa i raschetov napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gazoprovodov pri ustanovke opor v karstovoi zone [Analysis of the Results of Monitoring and Calculation of the Stress-Strain State of Gas Pipelines while Supports Installation in the Karst Zone]. *Materialy III Kongressa neftegazopromyshlennikov Rossii. Sektsiya N «Problemy nefti i gaza»* [Proceedings of the III Congress of Oil and Gas Producers of Russia. Section H «Oil and Gas Problems»]. Ufa, Reaktiv Publ., 2001, pp. 230-232. (in Russ.).

5. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Korobkov G.E. e.a. Razrabotka metoda rascheta napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gazoprovodov, prolozhennykh v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh [Elaboration of the Stress-Deformation State of Pipeline with Compensators Calculating Method]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2005, No. 3, pp. 119-128. (in Russ.).

6. GOST 24950-81. Otvody gnutye i vstavki krivye na povorotakh lineinoi chasti stal'nykh magistral'nykh truboprovodov. Tekhn. usloviya / Goskomitet SSSR po stroitel'stvu [State Standard 24950-81. Bent Branches and Elbows at Line Bends for Transmission Steel Pipelines. Specifications]. Moscow, 1982. (in Russ.).

7. SP 36.13330.2012 (aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.06-85*). *Magistral'nye truboprovody* [SP 36.13330.2012 (Update Edition of SNiP 2.05.06-85*). Trunk Pipelines]. Moscow, Gosstroi Publ., 2012, 78 p. (in Russ.).

8. SТО Gazprom 2-3.5-454-2010. *Pravila ekspluatatsii magistral'nykh gazoprovodov* [STO Gazprom 2-3.5-454-2010. Rules for Gas Main Pipelines Operation]. Moscow, ООО «ИРЦ Газпром», 2010. 241 p. (in Russ.).

Авторы

• Бахтизин Рамиль Назифович, д-р физ.-мат. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Ректор
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-03-70
e-mail: rektor@rusoil.net

The Authors

• Bakhtizin Ramil N., Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Rector
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 242-03-70
e-mail: rektor@rusoil.net

• Зарипов Раиль Муталлапович, д-р техн. наук,
доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Математика»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: rail.zaripov@gmail.com

• Zaripov Rail M., Doctor of Technical Sciences,
Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Mathematics Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: rail.zaripov@gmail.com

• Коробков Геннадий Евгеньевич, д-р техн. наук,
профессор,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Транспорт и хранение
нефти и газа»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: Korobkov45@mail.ru

• Korobkov Gennadiy Ye., Doctor of Technical
Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Transport and Storage of Oil and Gas
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: Korobkov45@mail.ru

• Масалимов Радик Биктимерович, канд. техн.
наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Прикладные
и естественнонаучные дисциплины»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: masalimovrb@mail.ru

• Masalimov Radik B., Candidate of Technical
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Applied and Natural Sciences
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: masalimovrb@mail.ru

• Усманов Искандер Фларитович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Аспирант кафедры «Транспорт и хранение нефти
и газа»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: usmanov_iskander@inbox.ru

• Usmanov Iskander F., Candidate of Technical
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Senior Lecturer of Applied and Natural Sciences
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: usmanov_iskander@inbox.ru