

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 124-134. ISSN 1998-8443 (print)

Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 3 (143). P. 124-134. ISSN 1998-8443 (print)

Научная статья

УДК 621.64

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-3-124-134

EDN: PMINIK

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НОРМАТИВНОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО ПЕРЕПАДА НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ С ДЛИТЕЛЬНЫМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Андрей Викторович Яровой¹, Ильдар Магзумович Исламов²,
Герман Робертович Аскарров³, Сергей Владимирович Китаев⁴,
Роберт Марагимович Аскарров⁵

^{1, 2, 3}ООО «Газпром трансгаз Уфа», Уфа, Россия

^{4, 5}Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

¹ayarovoy@ufa-tr.gazprom.ru

²iislamov@ufa-tr.gazprom.ru

³itc-gaskarov@ufa-tr.gazprom.ru

⁴svkitaev@mail.ru

⁵askarov1943@mail.ru

Автор, ответственный за переписку: **Ильдар Магзумович Исламов**,
iislamov@ufa-tr.gazprom.ru

Аннотация. В мировом трубопроводном транспорте, включая магистральные трубопроводы (МГ) с продолжительным сроком эксплуатации (40 лет и более), надежность эксплуатации обеспечивается соблюдением нормативных требований. Расчеты напряженно-деформированного состояния газопроводов, в частности, продольных напряжений, проводятся согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», не учитывающим сроки эксплуатации объектов.

Анализ СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» на предмет воздействия температурного фактора на величину продольных напряжений участка газопровода показал, что расчет продольных напряжений от температурного перепада ΔT , предусматривает учет четырех значений: T_c – максимальной и минимальной температур при строительстве; T_r – наибольшей и наименьшей температур при эксплуатации.

При рассмотрении этапов строительства газопроводов установлено, что в течение этого периода трубопровод испытывает действие четырех температурных режимов, а при запуске в эксплуатацию - пятого комплексного: от температуры и давления газа, при котором преимущественно происходит консолидация МГ с окружающим грунтом в течение чего преимущественно формируется линейно-высотное положение участка МГ с минимумом напряжений.

Доказано, что применительно к расчетам продольных напряжений газопроводов с продолжительным сроком эксплуатации необходимо и достаточно ограничить расчетный температурный перепад величиной T_p .

СП 36.13330.2012 предназначен для расчетов при строительстве новых трубопроводов, и его применение для длительно эксплуатируемых газопроводов с учетом нормативного значения ΔT преимущественно приводит к отбраковке, а, значит, к ремонту.

Считаем, что для эксплуатации МГ с продолжительным сроком эксплуатации для расчета температурных напряжений необходимо разработать норматив, допускающий расчет температурного перепада ΔT по величине температуры по эксплуатации T_p .

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, газопроводы, нормативные требования, надежность эксплуатации, продольные напряжения, сроки эксплуатации, температурный перепад

Для цитирования: Яровой А. В., Исламов И. М., Аскарров Г. Р., Китаев С. В., Аскарров Р. М. Особенности расчета нормативного температурного перепада на магистральных газопроводах с длительным сроком эксплуатации // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 124-134. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-124-134>.

Original article

CALCULATION OF NORMAL TEMPERATURE DIFFERENCE ON MAIN GAS PIPELINES WITH LONG SERVICE LIFE

Andrey V. Yarovoy¹, Ildar M. Islamov², German R. Askarov³, Sergey V. Kitaev⁴,
Robert M. Askarov⁵

^{1, 2, 3}Gazprom Transgaz Ufa, Ufa, Russia

^{4, 5}Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

¹ayarovoy@ufa-tr.gazprom.ru

²iislamov@ufa-tr.gazprom.ru

³itc-gaskarov@ufa-tr.gazprom.ru

⁴svkitaev@mail.ru

⁵askarov1943@mail.ru

Corresponding author: Ildar M. Islamov, iislamov@ufa-tr.gazprom.ru

Abstract. In the global pipeline transport, including main pipelines (MP) with a long service life (40 years or more), the reliability of operation is ensured by compliance with regulatory requirements. Calculations of the stress-strain state of gas pipelines, in particular, longitudinal stresses, are carried out in accordance with Standart SP 36.13330.2012 «Main pipelines», which does not take into account the life of the facilities.

The analysis of SP 36.13330.2012 «Main pipelines» for the effect of the temperature factor on the magnitude of the longitudinal stresses of the gas pipeline section showed that the calculation of longitudinal stresses from the temperature difference ΔT provides for taking into account four values: T_c - maximum and minimum temperatures during construction; T_p - the highest and lowest temperatures during operation.

When considering the stages of construction of gas pipelines, it was established that during this period the pipeline experiences the action of four temperature regimes, and when put

into operation, the fifth complex one: from the temperature and pressure of the gas, at which the consolidation of the main pipeline with the surrounding soil occurs predominantly in during which the linear-altitude position of the MP section with a minimum of stresses is predominantly formed.

It has been proved that, in relation to the calculations of longitudinal stresses of gas pipelines with a long service life, it is necessary and sufficient to limit the calculated temperature difference by T_p .

SP 36.13330.2012 is intended for calculations during the construction of new pipelines, and its use for long-term operated gas pipelines, taking into account the standard value of ΔT , mainly leads to rejection, and, therefore, to repair.

We believe that for the operation of MP with a long service life, for the calculation of thermal stresses, it is necessary to develop a standard that allows the calculation of the temperature difference ΔT by the value of the operating temperature T_p .

Keywords: main pipelines, gas pipelines, regulatory requirements, operational reliability, longitudinal stresses, service life, temperature difference

For citation: Yarovoy A. V., Islamov I. M., Askarov G. R., Kitaev S. V., Askarov R. M. Osobennosti rascheta normativnogo temperaturnogo perepada na magistral'nykh gazoprovodakh s dlitel'nym srokom ekspluatatsii [Calculation of Normal Temperature Difference on Main Gas Pipelines with Long Service Life]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2023, Issue 3 (143), pp. 124-134. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-124-134>.

В мировом трубопроводном транспорте, включая магистральные трубопроводы с продолжительным сроком эксплуатации (40 лет и более), надежность эксплуатации обес-

печивается соблюдением нормативных требований.

Наиболее полную картину напряженно-деформированного состояния (НДС) участка

магистрального газопровода (МГ), согласно основному нормативу ПАО «Газпром» [1], отображает формула расчета продольных напряжений.

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}^H$, МПа, определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики [1].

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба $\sigma_{пр}^H$ определяются по формуле [1]:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \sigma_u, \quad (1)$$

где μ - переменный коэффициент поперечной деформации;

$\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от внутреннего давления газа, МПа;

α - коэффициент линейного расширения, $1/^\circ\text{C}$;

E - модуль упругости, МПа;

Δt - расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, $^\circ\text{C}$;

σ_u - напряжение упругого изгиба, МПа.

$$\sigma_{кц}^H = \frac{PD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (2)$$

где P - рабочее давление газа, МПа;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы, м;

δ_n - толщина стенки трубы, м.

$$\sigma_u = ED/2\rho, \quad (3)$$

где ρ - радиус изгиба, м.

В работе [2] при вскрытии магистральных газопроводов на прямолинейных участках, находившихся в эксплуатации несколько десятков лет был выявлен ряд случаев синусоидального положения трубопровода по вертикали на достаточно протяженной длине без выпучивания. Амплитуда этих вертикальных синусоид была незначительной (до 30 см) и не мешала, в частности, проведению сельскохозяйственных работ. Авторами в [2] не приводится оценка НДС этих газопроводов, но известно, что опасность разрушения характеризует не столько стрелка прогиба, сколько радиус изгиба, эти параметры связаны между собой дифференциальной зависимостью. Очевидно, что вызваны они сжимающими температурными напряжениями, которых оказалось достаточно, чтобы образовать синусоиды, без потери устойчивости, выпучивания.

Температурный перепад - наиболее вариативный показатель при расчете продольных напряжений в соответствии с [1], согласно которому нормативный температурный перепад в трубопроводе принимается равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода.

Температурный перепад определяется из выражения:

$$\Delta T = T_p - T_c, \quad (4)$$

где T_p - максимальная или минимальная температура стенки трубопровода в процессе эксплуатации;

T_c - наименьшая или наибольшая температура воздуха при фиксировании расчетной схемы трубопровода в процессе строительства (сварке захлестов).

Согласно [3-5], любой температурный перепад возникает только при наличии двух зафиксированных температур, причем первое значение должно вычитаться из

второго. В [3, 4] указано, что «температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разности между максимальной и минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей и наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода».

Таким образом, ΔT может иметь 4 значения: $\Delta T_{\text{рmax}}, \Delta T_{\text{рmin}}, \Delta T_{\text{сmax}}, \Delta T_{\text{сmin}}$.

Значительное место в [4, 5] уделено температурному перепаду Δt на стадии проектирования и строительства трубопровода. С целью снижения температурных напряжений рекомендовано этот параметр минимизировать, тогда расчет продольных напряжений согласно [1] сведется к расчету двух составляющих - от давления газа и радиуса изгиба.

Определение T_p не вызывает сложностей.

В работе [6] приводится расчет продольных напряжений, при котором согласно диспетчерским данным в течение года показатели T_p составили 5-26 °С. Минимальное значение возникает при остановке трубопровода, что вполне объяснимо, так как стенка трубы принимает температуру грунта на глубине залегания.

На рисунке 1 приведен посезонный график температуры грунта на территории Республики Башкортостан в зависимости от глубины измерения. Видно, что минимальная температура грунта на глубине 1,6 м (ось трубопровода диаметром 1420 мм) составляет около 3 °С в марте-апреле, а максимальная 12 °С в августе.

В определении величины T_c все не так однозначно, строительство газопровода может продолжаться и зимой, и летом, и в межсезонье, соответственно, и температура воздуха находится в широких пределах.

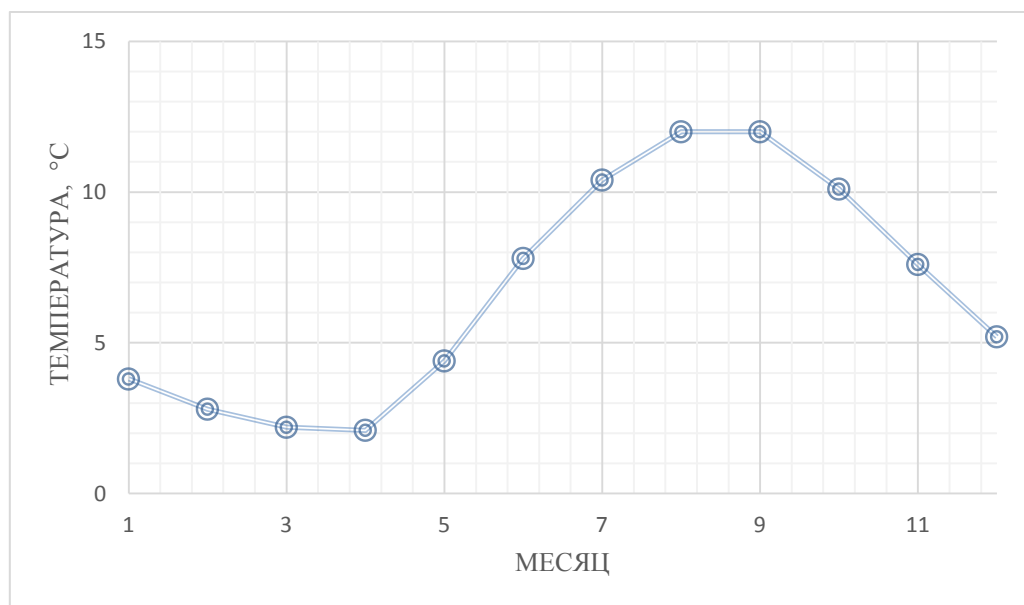


Рисунок 1. Сезонная температура грунта в Республике Башкортостан на глубине 1,6 м

Figure 1. Seasonal soil temperature in the Republic of Bashkortostan at a depth of 1.6 m

Рассмотрим особенности температурного режима трубопровода в соответствии с этапами строительства линейной части МГ [6].

1. Сварка труб или их секций проводится на бровке траншеи, как правило, на технологических опорах, температура может отражаться в журнале строительно-монтажных работ. *Это первый температурный режим (1ТР).*

2. Сваренная плеть перемещается трубоукладчиками в двух плоскостях и укладывается в отрытую траншею, где на нее воздействует температура грунта на глубине укладки и температура воздуха. Если сваренная плеть без заводского изоляционного покрытия, эта операция совмещается с нанесением изоляционного покрытия. *Это второй температурный режим (2ТР).* Причем до обратной засыпки трубопровода сваренная плеть может пролежать в открытой траншее от нескольких часов до нескольких суток.

3. Обратная засыпка проводится по участкам, соответственно, трубная плеть последовательно принимает температуру окружающего грунта на соответствующей глубине (рисунок 1). *Это третий температурный режим (3ТР).* На этом этапе также может осуществляться сварка захлестных стыков, о чем упомянуто в [4, 5] Трубопровод на этом этапе представляет собой единую нитку.

4. Трубопровод может пребывать в рыхлом грунте не один месяц (год), и за это время он принимает температуру окружающего грунта, происходит перераспределение и минимизация продольных напряжений – труба ищет свое оптимальное, с точки зрения напряженно-деформированного состояния (НДС), линейно-высотное положение. На данном этапе если и происходит изменение НДС, то в условиях температурного интервала, приведенного на графике (рисунок 1). *Это четвертый температурный режим (4ТР)* – с преобладанием сжимающих (для участков, сваренных летом) и растягивающих (для участков, сваренных зимой) напряжений.

5. При пуске в эксплуатацию на линейно-высотное положение участка трубопрово-

да воздействует давление и температура транспортируемого газа, которая, как правило, выше установившегося 4ТР. Оба фактора вызывают удлинение участка МГ, но так как участок МГ заземлен, возникают сжимающие напряжения. Участок трубопровода снова ищет свое оптимальное линейно-высотное положение для минимизации продольных напряжений и, может мигрировать из положения, достигнутого при 4ТР, до положения, соответствующего максимальным температуре и давлению газа. Для вновь построенных трубопроводов описанный процесс совпадает с консолидацией грунта, которая, согласно [2], в основном заканчивается через 10 лет. При этом продольные напряжения трансформируются преимущественно в изгибные, а величина радиусов изгиба будет отражать картину НДС (рисунок 1), фактор T_c , отраженный в документации как температурный режим сварки, теряет изначальный (конкретный) смысл, т.е. нивелируется.

В особенности это характерно для участков МГ с продолжительным сроком эксплуатации (40 лет и более), так как за это время они претерпели серьезные испытания, были и плановые ремонты, переизоляция и т.п.

Таким образом, при расчетах температурных напряжений необходимо и достаточно проводить их в рамках $\Delta T = T_p$, которые, например в [6], для конкретного участка МГ диаметром $1420 \times 16,5$ мм $T_p = 5-26$ °С, причем, минимум напряжений приходится на дежурные режимы транспорта продукта $\approx 20-21$ °С, где его положение относительно стабильное, а крайние значения колебаний температурного перепада составят от 5 °С до минус 15 °С, где 20-21 °С – средние (трендовые) значения температуры газа в штатном режиме эксплуатации [8]

Сравнительный пример

Согласно [8] (Правила эксплуатации МГ) расчет НДС участка, например, при проведении ремонтных работ предписано проводить согласно нормативной базе, ориентиру-

ванной на проектирование и строительство МГ [1].

Проведем контрольный расчет в соответствии с требованиями [1] на примере варианта, приведенного в [5], где на большинстве участков при строительстве (41 год) документацию на температуру сварки захлестов в полном объеме обнаружить не удалось, а там где удалось, она колебалась от минус 20 °С до 20 °С. За время эксплуатации на этом участке проводились работы по ремонту дефектных участков по данным внутритрубной диагностики, после переизоляции прошло 12 лет.

T_p распространяется на весь участок от крана до крана, а T_c на отдельные участки, на которых колеблется, поэтому согласно формуле (3):

$$\Delta T_{\max} = 26\text{ °C} - (-20\text{ °C}) = 46\text{ °C};$$

$$\Delta T_{\min} = 5\text{ °C} - (20\text{ °C}) = -15\text{ °C}.$$

Таким образом, ΔT на отдельных участках колеблется от минус 15 °С до 46 °С. Расчет по формуле (1) показывает уровень максимальных температурных напряжений:

$$\sigma_t = \alpha E \Delta T = 1,25 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 46 = 118,45\text{ МПа}.$$

Для сравнения, напряжения 118,45 МПа по величине больше, чем 100 МПа (1000D и более), допустимые согласно [9] при строительстве МГ.

При учете температурных напряжений по предлагаемому варианту расчета (26 °С - 21 °С = 5 °С) вместо 46 °С, составят 12,87 МПа, т.е. роль температурных напряжений уменьшится.

Если участок МГ под давлением 6,5 МПа при $\mu = 0,3$, то по формуле (2) для диаметра 1420 × 16,5 мм продольные напряжения от давления газа составят:

$$\sigma_p = 0,3 \frac{6,5 \cdot 1387}{2 \cdot 0,165} = 81,96\text{ МПа}.$$

Согласно [1] расчетное сопротивление (левая часть формулы (1)) определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^m \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (5)$$

где R_1^m для трубной стали К60 составляет 600 МПа;

m - коэффициент условий работы трубопровода (1 категории - 0,825, 3 - 0,99);

k_1 - коэффициент надежности по материалу - 1,34 ;

k_H - коэффициент надежности по ответственности трубопровода - 1,21.

Для МГ:

1 категории: $R_1 = 600 \cdot 0,825 / 1,34 \cdot 0,99 = 305\text{ МПа};$

3 категории: $R_1 = 600 \cdot 0,99 / 1,34 \cdot 0,99 = 366\text{ МПа};$

Для стали с вышеуказанными параметрами применительно к МГ III категории [1] максимальные продольные напряжения не должны превышать расчетную величину, полученную по формуле (4) $R_1 = 366\text{ МПа}$, к I категории - 305 МПа.

При допустимом, согласно [10], радиусе изгиба 500D напряжения изгиба [1] составят $\sigma_{из} = 206\text{ МПа}.$

Таким образом, ориентировочный расчет продольных напряжений, согласно (1), показывает:

$$\sigma_{пр} = 81,96 + 118,45 + 206 = 406,41\text{ МПа}.$$

Для 3 категории: 406,41 МПа > 366 МПа.

Для 1 категории: 406,41 МПа > 305 МПа.

Такой расчет может служить формальным основанием для ремонта потенциально опасного участка МГ с целью снижения ненормативных напряжений, при этом значительную роль играют продольные температурные напряжения

Проводятся попытки упорядочить этот расчет, например, в нормативе [11] рекомендовано принимать $\Delta T = 30\text{ °C}$ для всех расчетов одинаковым.

На эту тему работают и производители, в ООО «Газпром трансгаз Уфа» получен патент на поддержание температуры участка при ремонте врезкой катушки [12], близкой к температуре эксплуатации, когда ΔT стремится к нулю.

С точки зрения воздействия на радиусы изгиба на заземленном участке снижение температуры увеличивает радиусы изгиба, снижает изгибные напряжения, значит, повышает растягивающие.

Можно ожидать, что при повышении температуры:

- произойдет уменьшение радиусов изгиба (повышение изгибных напряжений), упруго-изогнутых участков и отводов холодного гнутья;

- в консолидированном заземленном грунте может и не отразиться на радиусе изгиба, но увеличит сжимающие напряжения.

Требования [1] соответствует критериям проектирования и нового строительства, когда необходимо обеспечить строгое следование нормативному документу - допущенные отклонения следует исправлять до пуска МГ в эксплуатацию. Считаем, что для эксплуатации МГ с продолжительным сроком эксплуатации для расчета температурных напряжений необходимо разработать свой норматив, допускающий расчет ΔT по температуре эксплуатации.

В [13, 14] измерением фактических продольных напряжений при штатных режимах эксплуатации МГ диаметром 1420 мм по сравнению с изгибными, по данным ВТД и пересчитанным по [1], доказано, что для участков с продолжительным сроком эксплуатации при радиусах изгиба менее $1000D$ продольные и изгибные напряжения соизмеримы между собой, разница $\pm 10\%$, т.е. напряжения температурные и от давления нивелируются и находятся в пределах погрешности измерений. Там же предлагается разработать в качестве приложения к [14] норматив, отражающий реальное НДС. Эти исследования доказывают малую значимость для расчета продольных напряжений, температурного фактора.

Старение трубопроводов на настоящем этапе не ведет к катастрофическим последствиям.

К настоящему времени показатель аварийности на МГ России, США и Европы стабилизировался на уровне 0,1 аварий на 1000 км/год. При такой ситуации ремонт длительно эксплуатируемых газопроводов с остановкой и стравливанием газа, планируемый на основании результатов расчетов согласно [1], сопряжен с неоправданными технико-экономическими затратами, но еще и может привести к нарушению сложившегося за многие годы динамического равновесия на участке МГ и, как следствие, череде отказов.

Выводы

1. Анализ норматива СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы» на предмет воздействия на величину продольных напряжений участка МГ, температурного фактора показал, что расчет продольных напряжений от температурного перепада ΔT предусматривает учет четырех значений температуры: T_c - максимальной и минимальной температуры при строительстве; T_p - наибольшей и наименьшей температуры при эксплуатации.

2. При рассмотрении этапов строительства линейной части МГ установлено, что в течение этого периода трубопровод испытывает действие четырех температурных режимов, а при запуске в эксплуатацию - пятого комплексного температурного режима: от температуры и давления, при котором преимущественно происходит консолидация МГ с окружающим грунтом, в течение которого преимущественно формируется линейно-высотное положение участка МГ с минимумом напряжений.

3. Доказано, что применительно к расчетам продольных напряжений газопроводов с продолжительным сроком эксплуатации необходимо и достаточно ограничить расчетный температурный перепад величиной T_p .

4. Показано, что норматив СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные

трубопроводы» предназначен для расчетов при строительстве новых МГ и его применение для расчетов длительно эксплуатируемых МГ преимущественно приводит к их отбраковке, а, значит, к ремонту. Считаем, что для эксплуатации МГ с продолжительным

сроком эксплуатации для расчета температурных напряжений необходимо разработать норматив, допускающий расчет температурного перепада ΔT по величине температуры по эксплуатации T_p .

Список источников

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). М.: ФАУ «ФЦС», 2013. 93 с.
2. Демченко В.Г., Завгороднев А.В. Роль температурного перепада при механическом расчете магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 4. С. 12-18. EDN: ZRTMNN.
3. American National Standard. ANSI/ANSME. B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping Systems. 2022. 224 p. ISBN 9780791875421.
4. American National Standard. ANSI/ANSME. B31.4 - Pipeline Transportation for Liquids and Slurries. 2022. 132 p. ISBN 9780791875377.
5. Canadian Standard. CAN/CSA-Z184. Gas Pipeline Systems. Pipelines Systems and Materials. 1983. 253 p.
6. Аскарлов Р.М., Гумеров К.М., Кукушкин А.Н., Исламов И.М. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. 2017. № 6 (64). С. 28-33. EDN: ZWUGXN.
7. Аскарлов Р.М., Гумеров А.К., Каримов Р.М., Шамилов К.С. Оценка влияния радиуса изгиба при расчетах продольных напряжений длительно эксплуатируемых трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 3, Т. 10. С. 234-242. EDN: SULYOS.
8. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Введ. 11.08.2010. М.: ООО «Газпром экспо», 2010. 230 с.
9. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП III-42-80*). М.: ГУП ЦПП, 2014. 173 с.
10. ПАО «Газпром». Типовое задание на проведение работ по внутритрубной диагностике на объектах линейной части газопроводов ПАО «Газпром» (утв. В.А. Маркеловым 26.04.2017, с изм. от 02.11.2020).
11. СТО Газпром 2-2.4-715-2013. Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов. ООО «Газпром экспо». М.: 2014. 227 с.
12. Пат. № 2692185 РФ, МПК F 16 L 1/028.

References

1. SP 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody (Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.06-85*)* [SP 36.13330.2012. Main Pipelines (Updated Version of SNiP 2.05.06-85*)]. Moscow, FAU «FTsS» Publ., 2013. 93 p. [in Russian].
2. Demchenko V.G., Zavgorodnev A.V. Rol' temperaturnogo perepada pri mekhanicheskom raschete magistral'nykh truboprovodov [The Role of Temperature Difference in the Main Pipeline Mechanical Calculation]. *Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika - Pipeline Transport: Theory and Practice*, 2017, No. 4, pp. 12-18. EDN: ZRTMNN. [in Russian].
3. American National Standard. ANSI/ANSME. B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping Systems. 2022. 224 p. ISBN 9780791875421.
4. American National Standard. ANSI/ANSME. B31.4 - Pipeline Transportation for Liquids and Slurries. 2022. 132 p. ISBN 9780791875377.
5. Canadian Standard. CAN/CSA-Z184. Gas Pipeline Systems. Pipelines Systems and Materials. 1983. 253 p.
6. Askarov R.M., Gumerov K.M., Kukushkin A.N., Islamov I.M. O fakticheskikh radiusakh izgiba lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov [On Actual Bending Radii of the Main Pipelines Linear Part]. *Truboprovodnyi transport [teoriya i praktika] - Pipeline Transport [Theory and Practice]*, 2017, No. 6 (64), pp. 28-33. EDN: ZWUGXN. [in Russian].
7. Askarov R.M., Gumerov A.K., Karimov R.M., Shamilov K.S. Otsenka vliyaniya radiusa izgiba pri raschetakh prodol'nykh napryazhenii dlitel'no ekspluatiruemykh truboprovodov [Influence of Bending Radius on Longitudinal Stresses in Long Operation Pipelines]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov - Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2020, No. 3, Vol. 10, pp. 234-242. EDN: SULYOS. [in Russian].
8. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. *Pravila ekspluatatsii magistral'nykh gazoprovodov. Vved. 11.08.2010* [STO Gazprom 2-3.5-454-2010. Rules for the Operation of Main Gas Pipelines. Introduced 08/11/2010]. Moscow, ООО «Gazprom экспо», 2010. 230 p. [in Russian].

Способ оптимизации температурных напряжений при ремонте магистральных трубопроводов / Ш.Г. Шарипов, Р.Р. Усманов, И.М. Исламов, Р.М. Аскаров, М.В. Чучкалов. 2018137514, Заявлено 23.10.2018; Опубл. 21.06.2019, Бюл. № 18.

13. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскаров Р.М., Закирьянов М.В., Аскаров Р.Г. Расчеты продольных напряжений на криволинейных участках длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов // Газовая промышленность. 2022. № 5. С. 82-87. EDN: KGLTAO.

14. Аскаров Р.М., Чучкалов М.В., Исламов И.М., Тагиров М.Б. Особенности расчета продольных напряжений магистральных газопроводов на основе данных внутритрубной диагностики // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 3. С. 37-44. EDN: YTCOLB.

9. SP 86.13330.2014. *Magistral'nye truboprovody (Aktualizirovannaya redaktsiya SNIIP III-42-80*)* [SP 86.13330.2014. Main Pipelines (Updated Version of SNIIP III-42-80*)]. Moscow, GUP TsPP Publ., 2014. 173 p. [in Russian].

10. PAO «Gazprom». *Tipovoe zadanie na provedenie rabot po vnutritrubnoi diagnostike na ob'ekтах lineinoy chasti gazoprovodov PAO «Gazprom» (utv. V.A. Markelovym 26.04.2017, s izm. ot 02.11.2020)*. [PJSC Gazprom. Typical Task for Carrying out Work on In-Line Diagnostics at the Linear Part Facilities of Gas Pipelines of Gazprom PJSC (Approved by V.A. Markelov on April 26, 2017, with changes dd. November 2, 2020)]. [in Russian].

11. STO Gazprom 2-2.4-715-2013. *Metodika otsenki rabotosposobnosti kol'tsevykh svarnykh soedinenii magistral'nykh gazoprovodov* [STO Gazprom 2-2.4-715-2013. Method for Assessing the Performance of Circumferential Welded Joints of Main Gas Pipelines]. ООО «Gazprom ekspoz». Moscow, 2014. 227 p. [in Russian].

12. Sharipov Sh.G., Usmanov R.R., Islamov I.M., Askarov R.M., Chuchkalov M.V. *Sposob optimizatsii temperaturnykh napryazhenii pri remonte magistral'nykh truboprovodov* [A Method for Optimizing Thermal Stresses during the Repair of Main Pipelines]. Patent RF, No. 2692185, 2019. [in Russian].

13. Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Askarov R.M., Zakir'yanov M.V., Askarov R.G. *Raschety prodol'nykh napryazhenii na krivolineinykh uchastkakh dlitel'no ekspluatiruemykh magistral'nykh gazoprovodov* [Longitudinal Stresses Calculations in Curved Sections of Long-Term Operated Main Gas Pipelines]. *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry*, 2022, No. 5, pp. 82-87. EDN: KGLTAO. [in Russian].

14. Askarov R.M., Chuchkalov M.V., Islamov I.M., Tagirov M.B. *Osobennosti rascheta prodol'nykh napryazhenii magistral'nykh gazoprovodov na osnove dannykh vnutritrubnoi diagnostiki* [Features of the Calculation of Longitudinal Stresses of the Main Gas Pipelines Based on Pigging Data of In-Line Inspection]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2018, No. 3, pp. 37-44. EDN: YTCOLB. [in Russian].

Информация об авторах

• Яровой Андрей Викторович
ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Начальник производственного отдела
по эксплуатации магистральных газопроводов
Россия, 450054, г. Уфа,
ул. Рихарда Зорге, 59
тел. (347) 237-50-80 (32-583)
e-mail: ayarovoy@ufa-tr.gazprom.ru

Information about the authors

• Yarovoy Andrey V.
Gazprom Transgaz Ufa, LLC
Head of Production Department for Operation
of Main Gas Pipelines
59, Rihard Zorge str., Ufa, 450054,
Russia
tel: (347) 237-50-80 (32-583)
e-mail: ayarovoy@ufa-tr.gazprom.ru

• Исламов Ильдар Магзумович
ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Начальник технического отдела
Россия, 450054, г. Уфа,
ул. Рихарда Зорге, 59
тел. (347) 237-50-80 (32-330)
e-mail: iislamov@ufa-tr.gazprom.ru

• Islamov Ildar M.
Gazprom Transgaz Ufa, LLC
Head of Technical Department
59, Rihard Zorge str., Ufa, 450054,
Russia
tel: (347) 237-50-80 (32-330)
e-mail: iislamov@ufa-tr.gazprom.ru

• Аскаров Герман Робертович, кандидат
технических наук
ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Ведущий инженер службы по управлению
техническим состоянием и целостностью
объектов газотранспортной системы
Инженерно-технического центра
Россия, 450099, г. Уфа,
ул. Сипайловская, 11
тел. (347) 237-50-80 (62-263)
e-mail: itc-gaskarov@ufa-tr.gazprom.ru

• Askarov German R., Candidate of Engineering
Sciences
Gazprom Transgaz Ufa, LLC
Leading Engineer of Service for Managing Technical
Condition and Integrity of Gas Transmission System
Facilities of Engineering and Technical Center
11, Sipailovskaya str., Ufa, 450099,
Russia
tel: (347) 237-50-80 (62-263)
e-mail: itc-gaskarov@ufa-tr.gazprom.ru

• Китаев Сергей Владимирович, доктор
технических наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Транспорт хранение нефти
и газа»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 228-58-94
e-mail: svkitaev@mail.ru

• Kitaev Sergey V., Doctor of Engineering Sciences,
Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Transportation, Storage of Oil and Gas
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
tel: (347) 228-58-94
e-mail: svkitaev@mail.ru

• Аскаров Роберт Марагимович, доктор
технических наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Транспорт хранение нефти
и газа»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 228-58-94
e-mail: askarov1943@mail.ru

• Askarov Robert M., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Transportation, Storage
of Oil and Gas Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
tel: (347) 228-58-94
e-mail: askarov1943@mail.ru

Статья поступила в редакцию 25.01.2023; одобрена после рецензирования 30.03.2023; принята к публикации 10.05.2023.

The article was submitted 25.01.2023; approved after reviewing 30.03.2023; accepted for publication 10.05.2023.