

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-91-99

УДК 62-93

Р.Р. Бахтияров, Е.М. Муфтахов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ МЕТОД БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В УСТАНОВКЕ РЕДУЦИРОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ВЫРАБОТКОЙ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Ratmir R. Bakhtiyarov, Evgeniy M. Muftakhov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

AN ALTERNATIVE METHOD FOR CONTROLLING HYDRATE FORMATION IN NATURAL GAS REDUCTION UNIT WITH LIQUEFIED NATURAL GAS PRODUCTION

Введение

Статья посвящена проблеме борьбы с образованием газовых гидратов на газораспределительной станции вследствие процесса редуцирования давления природного газа.

Цели и задачи

Основная цель исследования - использование стеклопластиковых труб как метода борьбы с образованием газовых гидратов в линии редуцирования газа установки редуцирования природного газа с выработкой сжиженного природного газа. Сравнение разработанной технологии борьбы с гидратообразованием с методом борьбы, изначально заложенным в рассматриваемой установке редуцирования. Обеспечение безопасности труда обслуживающего персонала, сокращение экономических затрат на сооружение и эксплуатацию газораспределительной станции вследствие использования разработанной технологии борьбы с образованием газовых гидратов в линии редуцированного газа установки редуцирования.

Background

The article is devoted to the problem of controlling gas hydrates formation at a gas pressure reduction station due to the process of natural gas pressure reduction.

Aims and Objectives

The main aim of the study is to propose the use of fiberglass pipes as a method of controlling gas hydrates formation in the gas reduction line of a natural gas reduction plant with liquefied natural gas production. Comparison of the developed technology for hydrate formation controlling with the control method, originally laid down in the reduction unit under consideration. Ensuring safe work of service personnel, reducing economic costs for the construction and operation of the gas distribution station due to the use of the developed technology controlling gas hydrate formation in the gas reduction line of the reduction unit.

Результаты

Рассмотрены современные тенденции по внедрению малотоннажного производства сжиженных углеводородов на базе газораспределительной станции.

Проанализирован метод борьбы с гидратообразованием в линии редуцированного газа установки редуцирования, изначально заложенный автором патента, и сделан вывод о нецелесообразности использования данной технологии борьбы с газовыми гидратами с точки зрения безопасности труда рабочего персонала газораспределительной станции. Установлены преимущества стеклопластиковых труб из композитных материалов над стальными трубами. Доказано, что использование композитных газопроводов как метода борьбы с гидратообразованием в установке редуцирования обеспечивает положительный экономический эффект при сооружении и эксплуатации газораспределительной станции вследствие определенных преимуществ стеклопластиковых труб над стальными. Доказано, что для обеспечения безопасности труда рабочего персонала газораспределительной станции, эксплуатирующей установку редуцирования природного газа, целесообразно произвести замену стальных труб стеклопластиковыми трубами из композитных материалов, вместо использования увеличения скорости потока энергоносителя и его турбулизации для борьбы с образованием газовых гидратов. Рассчитан процент снижения потерь давления на трение в технологическом газопроводе установки при замене стальных труб композитными. Доказано, что использование разработанной технологии борьбы с гидратообразованием в линии редуцированного газа установки редуцирования обеспечивает более рациональное использование энергии потока природного газа. Сохранение температуры транспортируемого энергоносителя в перспективе позволит использовать сохранившееся тепло на нужды станции или на нужды потребителей.

Results

Modern trends in the introduction of low-tonnage production of liquefied hydrocarbons on the basis of a gas distribution station are considered.

The method of hydrate formation controlling in the line of gas reduction unit, originally laid down by the author of the patent, is analyzed, and the conclusion is made that the use of this technology to control gas hydrates is inappropriate from the point of view of the safety of gas distribution station workers. The advantages of fiberglass pipes made of composite materials over steel pipes are established. It is proved that the use of composite gas pipelines as a method of controlling hydrate formation in a reduction unit provides a positive economic effect in the construction and operation of a gas distribution station due to certain advantages of fiberglass pipes over steel pipes. It has been proved that to ensure the safety of the work of the personnel of a gas distribution station operating a natural gas reduction unit with the production of liquefied natural gas, it is advisable to replace steel pipes with fiberglass pipes made of composite materials, instead of using an increase in the energy flow rate and its turbulization to control gas hydrates formation. The percentage of reduction of friction pressure losses in the technological gas pipeline of the unit was calculated when replacing steel pipes with composite ones. It is proved that the use of the developed technology to hydrate formation control in the reduction gas line of the reduction unit provides a more rational use of the energy of the natural gas stream. The preservation of the temperature of the transported energy carrier in the future will allow the use of the stored heat for the needs of the station or for the needs of consumers.

Ключевые слова: природный газ; газораспределительная станция; стеклопластиковая труба из композитных материалов; стальной газопровод; гидратообразование; коэффициент Джоуля-Томсона

Key words: natural gas; gas distribution station; fiberglass pipe made of composite materials; steel gas pipeline; hydrate formation; Joule-Thomson coefficient

Композитные трубы начинают стремительно внедряться в нефтегазовую промышленность. В настоящее время разработано целое множество технологий по их производству. Один из таких методов производства – это способ изготовления непрерывной композитной трубы, устройство для изготовления непрерывной композитной трубы описано в [1]. Целью изобретения является производство стеклопластиковой трубы с относительно большой длиной. Метод не предусматривает предварительного натяжения ленты, которое может спровоцировать разрыв самой ленты и волокон. Технология обеспечивает относительно высокую скорость процесса и не нуждается в сложном оборудовании. Процесс производства трубы включает в себя прохождение трубчатой гильзы через установку намотки и установку отверждения. В первой происходит намотка композитной ленты на трубчатую гильзу, а во второй – отверждение композитной ленты путем прижатия и нагрева ленты.

Такое внимание стеклопластиковые трубы привлекли благодаря своим свойствам. Они обладают высокой коррозионной стойкостью, малой плотностью, низкой теплопроводностью, малой шероховатостью внутренней поверхности трубы [2, 3]. Все это дает композитным газопроводам значительное преимущество над стальными [4]. Использование данных преимуществ в промышленных масштабах может обеспечить значительный экономический эффект [5], что немаловажно для современной экономической обстановки в нашей стране.

На сегодняшний день одной из первейших задач российской экономики является повышение эффективности производства валового внутреннего продукта. Относительно нефтегазовой отрасли, данную задачу можно решить с помощью сокращения расходов на транспорт энергоресурсов. Одно из направлений решений данной задачи – масштабное использование сжиженного природного газа (СПГ).

2 марта 2015 года в Екатеринбурге состоялось совещание ПАО «Газпром», посвященное перспективам использования в России сжиженного природного газа для газифи-

кации населенных пунктов и применения в качестве топлива для транспорта. В результате совещания было поднято и обсуждено множество вопросов, связанных с масштабным внедрением СПГ в систему газификации населенных пунктов. Одним из наиболее важных является решение разработать программу развития малотоннажного производства СПГ на газораспределительных станциях (ГРС).

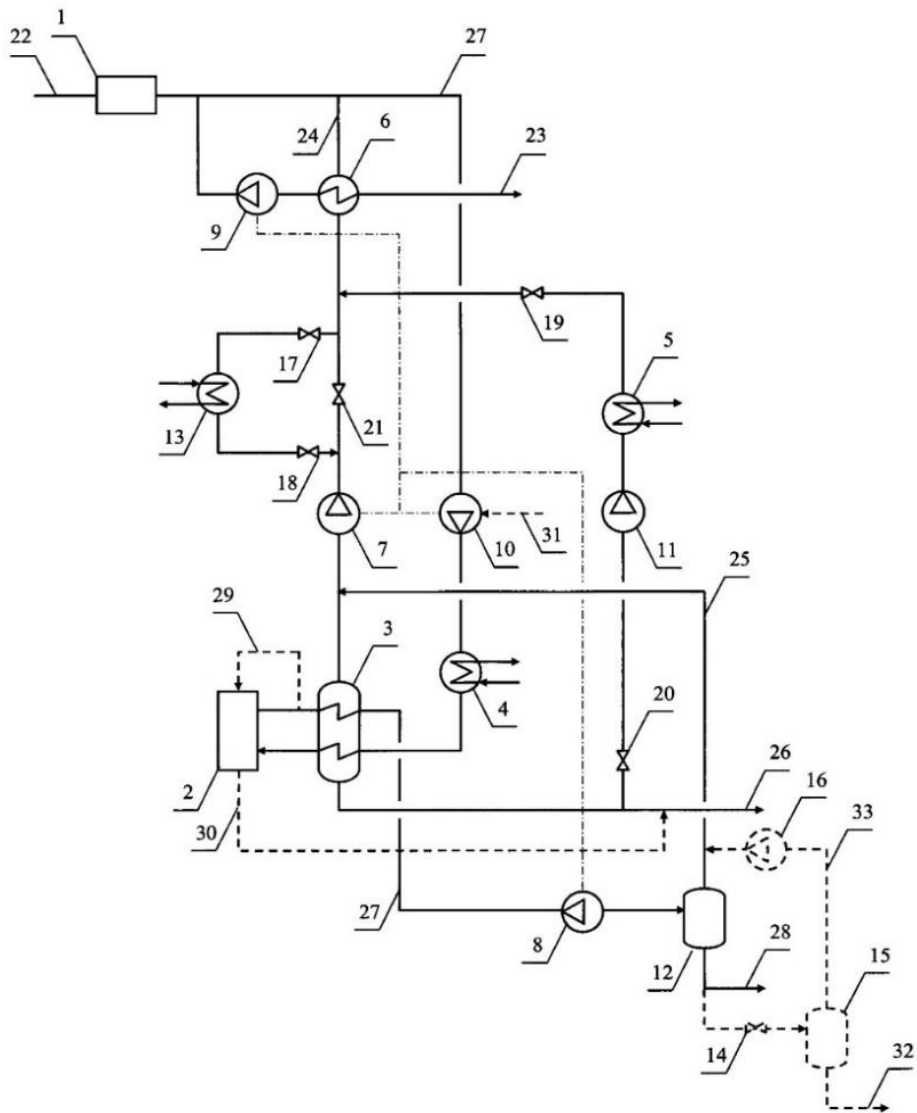
На сегодняшний день было разработано и запатентовано множество технологий одновременного производства СПГ и снижения давления природного газа с высокого до среднего.

Одна из таких – это установка редуцирования природного газа с выработкой СПГ (рисунок 1) [6]. Изобретение относится к криогенной технике и создано для получения СПГ. При работе данной схемы газ, поступающий на ГРС, делится на три потока: производственный, технологический и вспомогательный. Технологический газ проходит холодильник 6, в котором отдает свое тепло вспомогательному газу, проходит редуцирование до среднего давления в детандере 7 и затем поступает в теплообменник 3, где приобретает необходимую для транспортировки температуру и по линии 26 отпускается потребителю.

После охлаждения в холодильнике 6 и потери температуры в результате эффекта Джоуля-Томсона в детандере 7 возможно интенсивное образование газовых гидратов в линии редуцированного газа.

Данное явление также усиливается потерей энергии газа в результате высокого, относительно стеклопластиковой трубы, трения энергоносителя о внутреннюю стенку стальной трубы, а также в результате высокого коэффициента теплопроводности стали. Автор патента предлагает бороться с газовыми гидратами высокой скоростью потока и турбулизацией потока. Однако скорость газового потока не может превышать 25 м/с.

Излишняя турбулизация и чрезмерная скорость потока приводят к чрезвычайно сильному шуму, который может впоследствии отрицательно сказаться на слуховом аппарате и центральной нервной системе рабочего персонала.



- 1 - блок осушки; 2 - блок очистки;
 3 - теплообменник;
 4, 5, 6 - вспомогательные холодильники;
 7, 8, 9, 14 - редуцирующие устройства;
 10, 11, 16 - компрессоры; 12, 15 - сепараторы;
 13 - холодильная машина;
 17, 18, 19, 20, 21 - краны; 22 - линия высокого давления;
 23 - вспомогательная линия; 24 - технологическая линия;
 25 - линия обратного газа; 26 - линия среднего давления;
 27 - линия производственного газа; 28 - линия СПГ;
 29 - продувочная линия; 30 - линия регенерации;
 31 - линия энергии в компрессор;
 32 - линия СПГ низкого давления;
 33 - линия сепарации

Рисунок 1. Установка редуцирования природного газа с выработкой СПГ

В связи с этим необходимо решить проблему гидратообразования в технологическом трубопроводе способом, более безопасным для здоровья сотрудников газораспределительной станции. Для этих целей предлагается внедрение трубопроводов в установку редуцирования природного газа с выработкой СПГ на основе композитных материалов.

Определим отношение потерь давлений на трение в стальном и композитном газопроводах, руководствуясь сводом правил [7]. Расчет проведем на примере природного газа Уренгойского месторождения.

Определение потерь давления в газопроводе высокого и среднего давлений производится по следующему уравнению [7]:

$$P_H^2 - P_K^2 = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_n \cdot l, \quad (1)$$

где P_H - абсолютное давление в начале газопровода, МПа;

P_K - абсолютное давление в конце газопровода, МПа;

λ - коэффициент гидравлического трения;

Q_0 - расход газа при нормальных условиях, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ρ_n - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

l - расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м.

При прочих равных условиях потери давления в композитном и стальном газопроводах будут различаться вследствие различных величин шероховатости внутренних поверхностей у данных материалов труб.

Шероховатость внутренней поверхности оказывает влияние на коэффициент гидравлического трения.

Коэффициент гидравлического трения, в свою очередь, зависит от числа Рейнольдса.

Для определения параметра Рейнольдса необходимо рассчитать кинематический коэффициент вязкости газа.

Приведем необходимые данные о свойствах компонентов природного газа [8] и объемное содержание отдельных компонентов природного газа Уренгойского месторождения (таблица 1).

На основе вышеприведенных данных произведем расчеты теплофизических характеристик природного газа Уренгойского месторождения.

За основу возьмем стандарт организации [9].

Псевдокритическая температура:

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot T_{пкi}, \quad (2)$$

где a_i - объемное содержание i -го компонента природного газа;

$T_{пкi}$ - критическая температура i -го компонента природного газа, К.

Таблица 1. Свойства компонентов природного газа Уренгойского месторождения

Параметр	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂
Объемное содержание, %	96,0	0,09	0,01	0	0,01	0,49	3,40
Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	0,669	1,264	1,872	2,519	3,228	1,842	1,165
Критическая температура, К	190,7	305,8	370,0	425,2	460,9	304,3	126,3
Критическое давление, МПа	4,52	4,88	4,34	3,75	3,29	7,28	3,45

Псевдокритическое давление:

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot P_{пкi}, \quad (3)$$

где $P_{пкi}$ - критическое давление i -го компонента природного газа, МПа.

Приведенная температура природного газа:

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}}, \quad (4)$$

где T - абсолютная температура природного газа, К.

Приведенное давление природного газа:

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пк}}, \quad (5)$$

где P - давление природного газа, МПа.

Динамический коэффициент вязкости природного газа:

$$\mu = \mu_0 \cdot (1 + B_1 P_{пр} + B_2 P_{пр}^2 + B_3 P_{пр}^3), \quad (6)$$

Зависимости для определения параметров μ_0 , B_1 , B_2 , B_3 :

$$\mu_0 = (1,81 + 5,95 \cdot T_{пр}) \cdot 10^{-6}, \quad (7)$$

$$B_1 = -0,67 + \frac{2,36}{T_{пр}} - \frac{1,93}{T_{пр}^2}, \quad (8)$$

$$B_2 = 0,8 - \frac{2,89}{T_{пр}} + \frac{2,65}{T_{пр}^2}, \quad (9)$$

$$B_3 = -0,1 + \frac{0,354}{T_{пр}} + \frac{0,314}{T_{пр}^2}. \quad (10)$$

Плотность природного газа при стандартных условиях:

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \rho_{смi}, \quad (11)$$

где $\rho_{смi}$ - плотность i -го компонента при стандартных условиях, кг/м³.

Кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho_{см}}. \quad (12)$$

Далее необходимо определить параметр Рейнольдса [7]. Расчет числа Рейнольдса для стальной и композитной труб проведем при максимально допустимой скорости движения потока газа на ГРС - 25 м/с. Воспользуемся табличными данными расходов природного газа на ГРС при скорости потока природного газа 25 м/с, рабочем давлении $P_{раб} = 0,3$ МПа и внутреннем диаметре технологического газопровода $d = 150$ мм [10] (таблица 2).

При таких параметрах расход газа составит $Q_0 = 6030$ м³/ч.

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{Q_0}{d \cdot \nu}. \quad (13)$$

На следующем этапе необходимо определить коэффициенты гидравлического сопротивления для композитной и стальной труб [7]. По своду правил [7], эквивалентная шероховатость новой стальной трубы $k_s = 0,1$ мм. Для новых композитных труб эквивалентная шероховатость $k_s = 0,05$ мм [11].

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_s}{d} \right)^{0,25}. \quad (14)$$

Составим итоговую таблицу с результатами вычислений [7, 9] (таблица 3).

Таблица 2. Значения пропускной способности трубопроводов с наиболее распространенными в ГРС номинальными диаметрами при различных величинах давления газа

$P_{раб}$, МПа	Пропускная способность (м ³ /ч) при $w_{газа} = 25$ м/с, $T = 293$ К, $z = 1$							
	DN 50	DN 80	DN 100	DN 150	DN 200	DN 300	DN 400	DN 500
0,3	670	1715	2680	6030	10720	24120	42880	67000
0,6	1170	3000	4690	10550	18760	42210	75040	117000
1,2	2175	5570	8710	19595	34840	78390	139360	217500
1,6	2845	7290	11390	25625	45560	102510	182240	284500
2,5	4355	11145	17420	39195	69680	156780	278720	435500

Таблица 3. Итоговые результаты расчетов

Параметр	Значение параметра	
Псевдокритическая температура $T_{пк}$, К	189,195	
Псевдокритическое давление $P_{пк}$, МПа	4,497	
Приведенная температура $T_{пр}$	1,522	
Приведенное давление $P_{пр}$	0,089	
Параметры:		
- μ_0	10,866 · 10 ⁻⁶	
- B_1	0,0474	
- B_2	0,0452	
- B_3	-0,00296	
Динамический коэффициент вязкости μ , Па·с	10,9 · 10 ⁻⁶	
Плотность при стандартных условиях $\rho_{ст}$, кг/м ³	0,693	
Кинематический коэффициент вязкости ν , м ² /с	15,73 · 10 ⁻⁶	
Параметр Рейнольдса Re	904692	
Коэффициент гидравлического сопротивления λ	сталь	композит
	0,0182	0,0156

Сравним потери давления на трение при использовании стальных и композитных труб. По формуле (1) видно, что при прочих равных условиях потери давления в композитном (λ_2) и в стальном (λ_1) газопроводах будут различаться только вследствие разности коэффициентов гидравлического трения у данных трубопроводов.

Следовательно, необходимо определить величину λ_1 / λ_2 .

Таким образом, определено, что использование композитных газопроводов вместо стальных газопроводов позволяет уменьшить потери давления на трение по длине на 17 %.

Выводы

Определено, что при использовании в установке редуцирования природного газа с выработкой СПГ стеклопластиковых труб вместо стальных, при прочих равных условиях, наблюдается снижение потерь напора на трение по длине технологического газопровода на 17%. Следовательно, влияние коэффициента Джоуля-Томсона уменьшается и, соответственно, интенсивность гидратообразования в линии редуцированного газа падает. В перспективе это позволит отказаться от борьбы с гидратообразованием скоростью потока энергоносителя и его турбулизацией.

Данное технологическое решение позволит снизить уровень шума в помещении ГРС, что в дальнейшем положительно скажется на безопасности труда рабочих.

В результате снижения потерь напора на трение и низкого, относительно стальных труб, коэффициента теплопроводности при замене стальных труб стеклопластиковыми происходит сохранение температуры потока энергоносителя. Это позволит использовать сохранившееся тепло потока природного газа на нужды станции или на нужды потребителей. В перспективе это обеспечит положительный экономический эффект.

Список литературы

1. Пат. 2592539 РФ, МПК В 29 D 23/00. Способ изготовления непрерывной композитной трубы, устройство для изготовления непрерывной композитной трубы / М.А.И. Кремерс. 2013143052/05, Заявлено 05.03.2012; Оpubл. 02.07.2016. Бюл. 20.
2. Цхадая Н.Д., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Стеклопластиковая труба для транспортировки нефти и газа // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 3. С. 136-142. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tskhadaya/Tskhadaya_1.pdf (дата обращения: 07.02.2020).
3. Никитина И.Н., Еремеев А.В. Перспектива применения стеклопластиковых трубопроводов при строительстве и реконструкции инженерных сетей // Строительство: наука и образование. 2015. № 3. Ст. 2. URL: <http://nso-journal.ru/index.php/sno/pages/view/03-2015> (дата обращения: 08.02.2020).
4. Газизов Ф.Н., Амосов Н.Т., Строгонов К.В., Федюхин А.В. Оценка технических показателей применения композитных и металлических трубопроводов // Computational Nanotechnology. 2018. № 3. С. 73-84.
5. Смородова О.В., Костарева С.Н., Байков И.Р., Башарова Л.В. Эффективность композитных трубопроводов для газотранспортных систем // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2019. № 1. С. 201-217. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2019/ogbus_1_2019_p201-217.pdf (дата обращения: 08.02.2020). DOI: 10.17122/ogbus-2019-1-201-217.
6. Пат. 2702680 РФ, МПК F 25 J 1/00. Установка редуцирования природного газа с выработкой СПГ / А.В. Курочкин. 2019111344, Заявлено 15.04.2019; Оpubл. 09.10.2019. Бюл. 28.
7. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. М.: ЗАО Полимергаз, 2003. 151 с.
8. Муфтахов Е.М., Иляева М.А. Газораспреде-

References

1. Kremers M.A.I. *Sposob izgotovleniya nepreryvnoi kompozitnoi truby, ustroystvo dlya izgotovleniya nepreryvnoi kompozitnoi truby* [A Method of Manufacturing a Continuous Composite Pipe, a Device for Manufacturing a Continuous Composite Pipe]. Patent RF, No. 2592539, 2016. [in Russian].
2. Tskhadaya N.D., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z. *Stekloplastikovaya truba dlya transportirovki nefi i gaza* [Use of Glass-Reinforced Plastic Pipes in the Transportation of Natural Gas and Oil]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 3, pp. 136-142. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tskhadaya/Tskhadaya_1.pdf (accessed 07.02.2020). [in Russian].
3. Nikitina I.N., Ereemeev A.V. *Perspektiva primeneniya stekloplastikovykh truboprovodov pri stroitel'stve i rekonstruktsii inzhenernykh setei* [Possibilities of the Use of GRP Piping in the Construction and Reconstruction of Engineering Networks]. *Stroitel'stvo: nauka i obrazovanie - Construction: Science and Education*, 2015, No. 3, St. 2. Available at: <http://nso-journal.ru/index.php/sno/pages/view/03-2015> (accessed 08.02.2020). [in Russian].
4. Gazizov F.N., Amosov N.T., Strogonov K.V., Feduykhin A.V. *Otsenka tekhnicheskikh pokazatelei primeneniya kompozitnykh i metallicheskiykh truboprovodov* [Technical Estimation of Composite and Metallic Pipelines Application]. *Computational Nanotechnology*, 2018, No. 3, pp. 73-84. [in Russian].
5. Smorodova O.V., Kostareva S.N., Baikov I.R., Basharova L.V. *Effektivnost' kompozitnykh truboprovodov dlya gazotransportnykh sistem* [Composite Pipelines Efficiency for Gas Transportation System]. *Setevoe izdanie «Neftegazovoe delo» - Online Edition «Oil and Gas Business»*, 2019, No. 1, pp. 201-217. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2019/ogbus_1_2019_p201-217.pdf (accessed 08.02.2020). DOI: 10.17122/ogbus-2019-1-201-217. [in Russian].

лительные системы. Уфа: Изд-во «Монография», 2013. 81 с.

9. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. М.: ИПЦ Газпром, 2006. 196 с.

10. СТО Газпром 12.2.2-1-2013. Процесс работы с данными. Определение пропускной способности, расчет свободных мощностей газопроводов. СПб.: ОАО «Газпром газораспределение», 2013. 76 с.

11. ГОСТ Р 55068-2012. Трубы и детали трубопроводов из композитных материалов на основе эпоксидных связующих, армированных стекло- и базальтоволокнами. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2014. 40 с.

6. Kurochkin A.V. *Ustanovka redutsirovaniya prirodnoy gaza s vyrabotkoi SPG* [Natural Gas Reduction Unit with LNG Production]. Patent RF, No. 2702680, 2019. [in Russian].

7. *SP 42-101-2003. Obshchie polozheniya po proektirovaniyu i stroitel'stvu gazoraspredelitel'nykh sistem iz metallicheskiykh i polietilenovykh trub* [SP 42-101-2003. General Provisions for the Design and Construction of Gas Distribution Systems from Metal and Polyethylene Pipes]. Moscow, ZAO Polimergaz Publ., 2003. 151 p. [in Russian].

8. Muftakhov E.M., Ilyayeva M.A. *Gazoraspredelitel'nye sistemy* [Gas Distribution Systems]. Ufa, Monografiya Publ., 2013. 81 p. [in Russian].

9. *STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistral'nykh gazoprovodov* [STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Norms of Technological Design of Gas Pipelines]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2006. 196 p. [in Russian].

10. *STO Gazprom 12.2.2-1-2013. Protsess raboty s dannymi. Opredelenie propusknoi sposobnosti, raschet svobodnykh moshchnostey gazoprovodov* [STO Gazprom 12.2.2-1-2013. The Process of Working with Data. Determination of Throughput, Calculation of Free Capacities of Gas Pipelines]. Saint-Petersburg, Gazprom gazoraspredelenie Publ, 2013. 76 p. [in Russian].

11. *GOST R 55068-2012. Truby i detali truboprovodov iz kompozitnykh materialov na osnove epoksidnykh svyazuyushchikh, armirovannykh steklo- i bazal'tovoloknami. Tekhnicheskie usloviya* [State Standard R 55068-2012. Glass-Fibre and Basalt-Fibre Reinforced Epoxy Plasticpipes and Parts of Pipelines. Specifications]. Moscow, Standartinform Publ., 2014. 40 p. [in Russian].

Авторы

• Бахтияров Ратмир Рустемович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Магистрант кафедры «Транспорт и хранение
нефти и газа»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: r1a2t3@yandex.ru

• Муфтахов Евгений Махмутович, канд. техн.
наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти
и газа»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: e_muftakhov@mail.ru

The Authors

• Bakhtiyarov Ratmir R.
Ufa State Petroleum Technological University
Under-graduate Student of Oil and Gas Transporta-
tion and Storage Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: r1a2t3@yandex.ru

• Muftakhov Evgeniy M., Candidate of Engineering
Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Transportation
and Storage Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: e_muftakhov@mail.ru