

УДК 66.074

ВЛИЯНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Лиинтин Илья Алексеевич¹,
quw_06@mail.ru

Ерофеев Владимир Иванович¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. В последние годы кроме непосредственной добычи природного или попутных нефтяных газов из недр их потом необходимо подготовить, обеспечить товарное качество, в частности, удалить влагу, высшие углеводороды C₂₊ и другие побочные не углеводородные газы, которые отрицательно и пагубно влияют на технико-экономические показатели работы установок и способствуют образованию кристаллогидратов. В связи с высокими требованиями к качеству подготовленного природного газа и с ростом влагосодержания в газе из-за высокой степени обводненности нефтяных и газовых месторождений, для повышения рентабельности добычи газа, технологии подготовки газа постоянно совершенствуются и обновляются, в том числе и абсорбционный метод осушки природного газа от примесей воды.

Цель: обосновать эффективность применения триэтиленгликоля в качестве абсорбента при подготовке природного газа абсорбционным методом на действующей комплексной установке подготовки природного газа.

Объект: установка комплексной подготовки природного газа.

Метод: моделирование процессов абсорбции влаги из природного газа в программном комплексе «UniSim Design».

Результаты. Исследовано влияние технологических параметров давления и температуры, а также двух абсорбентов: диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, на эффективность процессов подготовки газа на модели установки подготовки природного газа действующего газового промысла. Установлены оптимальные температура и давление, при которых процесс абсорбции влаги из природного газа будет наиболее эффективно проходить и при снижающемся давлении входного сырья. Показано, что при использовании триэтиленгликоля в качестве абсорбента для осушки природного газа от воды значительно уменьшаются энергозатраты на компримирование газа, его охлаждение перед абсорбером и расход осушителя по сравнению с диэтиленгликолем.

Ключевые слова:

абсорбционная осушка газа, температура точки росы, установка комплексной подготовки газа, природный газ, триэтиленгликоль, диэтиленгликоль.

Введение

В настоящее время подготовка природного газа на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), используемых газодобывающими предприятиями на месторождениях Крайнего Севера, проводится абсорбционным методом [1].

Данный метод очень распространен на газовых месторождениях Российской Федерации.

На сегодняшний день большинство газовых месторождений Российской Федерации находится на стадии падающей добычи. При падении пластовых давлений значительно увеличивается влагосодержание в газе. В связи с этим остро стоит вопрос о повышении эффективности процесса подготовки газа.

Повышение эффективности эксплуатации установки абсорбционной осушки газа может быть обеспечено в той или иной степени за счет изменения термобарических параметров, а также за счет выбора осушителя.

В работах [2, 3] приведены реальные примеры успешного использования триэтиленгликоля (ТЭГ) по сравнению с диэтиленгликолем (ДЭГ) для осушки природного газа. Рассмотрены разные модификации оборудования по осушке природного газа с помощью ТЭГ и различные методы регенерации абсорбента, которые позволяют достигать наилучшего результата с точки зрения его концентрации.

Методика проведения исследования

Моделирование процесса абсорбционной осушки природного газа проводилось с помощью программного комплекса технологического моделирования «Honeywell UniSim Design».

Технологическими параметрами установки абсорбционной осушки газа являются: давление, температура. В результате будут подобраны оптимальные термобарические параметры для получения товарного осушенного газа, который соответствует отраслевому стандарту Газпрома [4], главные из них – это точка росы по влаге (ТТРв) и точка росы по углеводородам (ТТРу).

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования выбраны реальные технологические параметры УКПГ (табл. 1).

Состав газа, поступающего на УКПГ, представлен в табл. 2. Содержание влаги в сыром газе составляло 2 г/м³.

Для оценки эффективности абсорбентов использованы следующие показатели: давление газа, контактная температура, температура точки росы (ТТР) по воде и по углеводородам [5–9].

Параметры абсорбера: диаметр 1,9 м, высота 14,5 м, состоит из трех функциональных секций [10]:

- сепарационная, где происходит отделение газа от конденсата и пластовой воды;

- массообменная, где происходит поглощение компонентов из газовых смесей жидким поглотителем (абсорбентом);
- фильтрующая, где происходит очистка газа от абсорбента, уносимого из массообменной секции.

Таблица 1. Базовые параметры для моделирования

Table 1. Basic parameters for simulation

Концентрация гликолей, % мас. Concentration of glycols, wt. %	Температура контакта газ-гликоль, °C Gas-glycol contact temperature, °C	Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа Drying gas pressure before the absorber, MPa	Давление в абсорбере, МПа Pressure in the absorber, MPa	Расход гликоля, м ³ /ч Glycol flow, m ³ /h	Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч Dried gas flow, thous. m ³ /h
99	18	4	4	3	300

Таблица 2. Исходный состав газа

Table 2. Initial gas composition

Компонент Component	% объемные % vol.
CH ₄	97,9
C ₂ H ₆	0,43
C ₃ H ₈	0,38
C ₄ H ₁₀	0,018
CO ₂	0,039
N ₂	1,26
He	0,013
H ₂	0,026

В программной среде UniSim Design Suite была построена модель процесса абсорбционной осушки газа, представленная на рис. 1, рассчитано количество абсорбента, которое необходимо для осушки газа и определены температуры точки росы по влаге для конечного продукта.

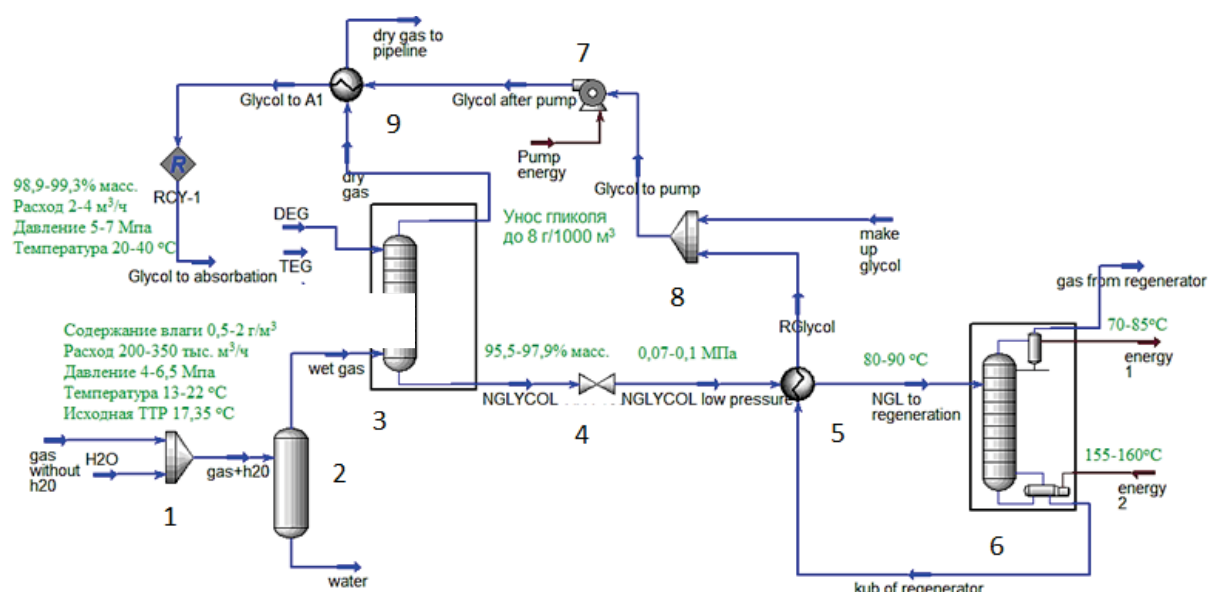


Рис. 1. Принципиальная схема абсорбционной осушки природного газа в программе «UniSim Design»: 1 – миксер для смешивания потоков газа и воды с целью получения сырого газа; 2 – сепаратор; 3 – абсорбер; 4 – регулирующий клапан; 5 – печь для подогрева насыщенного ДЭГ; 6 – колонна для регенерации ДЭГ (ректификационная колонна); 7 – насос; 8 – миксер для смешивания регенерированного ДЭГ и ДЭГ с большей концентрацией; 9 – теплообменник

Fig. 1. Schematic diagram of absorption dehydration of natural gas in the «UniSim Design»: 1 – mixer for mixing gas and water flows in order to obtain raw gas; 2 – separator; 3 – absorber; 4 – control valve; 5 – furnace for heating saturated DEG; 6 – column for DEG regeneration (rectification column); 7 – pump; 8 – mixer for mixing regenerated DEG and DEG with a higher concentration; 9 – heat exchanger

При заданных параметрах были определены следующие значения основных показателей: точка росы осушенного газа минус 20,78 °C; унос ДЭГ с осушенным газом в абсорбере 0,46 кг/ч, или 1,53 г/1000 м³; установлены массовые концентрации насыщенного ДЭГ (НДЭГ) – 95,2 %.

Сравнение гликолей проводилось при следующих параметрах: давление газа, контактная температура. Построены зависимости температуры точки росы газа и уноса гликоля от давления и температуры точки росы газа и уноса гликоля от температуры контакта.

Далее рассмотрим влияние давления и температуры на процесс абсорбционной осушки природного газа.

Влияние давления (рис. 2). При увеличении давления ТТР осушаемого газа снижается, то есть наблюдается обратно пропорциональная зависимость, что соответствует теоретическим данным [11, 12].

ДЭГ обеспечивает ТТР до минус 20 °C при давлении 4 МПа, ТЭГ при 3,5 МПа, что способствует экономии энергии и ресурсов, потребляемых ДКС при компримировании газа.

До 4,5 МПа преимущество ТЭГ над ДЭГ легко прослеживается, разница ТТР на этом участке составляет от 2 до 13,5 °C при прочих равных условиях. При давлении 4,5 МПа и выше ТЭГ теряет свое преимущество, сначала температуры точек росы сравни-

ваются, а потом ДЭГ начинает осушать газ до более низких температур точек росы [13–15].

Количество уносимого гликоля тоже зависит от изменения давления. Наблюдается обратно пропорциональная зависимость: при увеличении давления потеря гликолей уменьшается, как и в случае с точкой росы газа. При этом на всем промежутке унос ТЭГ меньше примерно в два раза, чем ДЭГ [16–18].

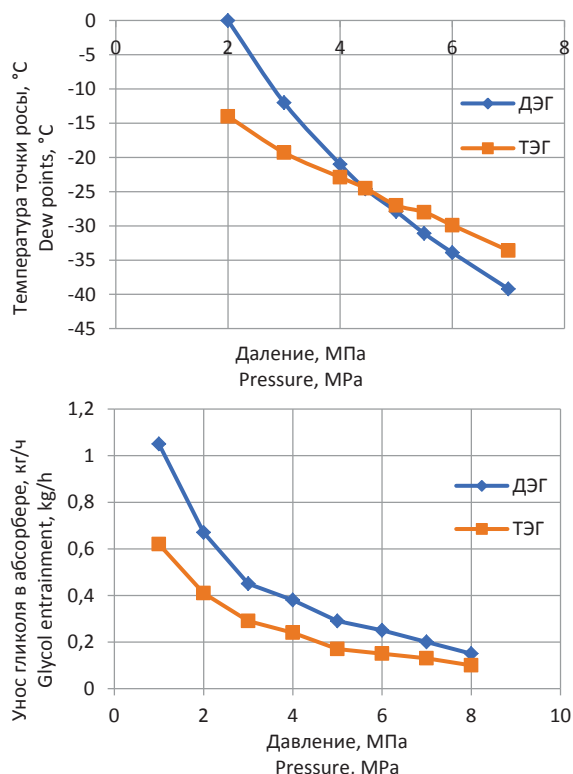


Рис. 2. Зависимость температуры точки росы газа и уноса гликоля от давления

Fig. 2. Pressure dependence of gas dew point temperature and glycol entrainment

Влияние температуры (рис. 3). При росте температуры контакта ТТР увеличивается, что негативно сказывается на качестве подготовленного газа [11, 12]. ТЭГ при температурах более 15 °С обеспечивает более низкую точку росы, а при температурах ниже 15 °С его преимущество перед ДЭГ теряется – это является одной из причин выбора ДЭГ при проектировании газовых промыслов северных месторождений России [19, 20].

Точка росы ниже минус 20 °С при осушке ТЭГ достигается при температуре контакта ниже 21 °С, в то время как ДЭГ осушает газ до регламентируемой точки росы при температуре контакта 19 °С и ниже.

Повышение температуры контакта влияет также на унос гликоля [21]. При 30 °С унос ДЭГ составляет 1,29 кг/ч, или 4,3 г/1000 м³, при 40 °С – 2,73 кг/ч, или 9,1 г/1000 м³. Таким образом, унос ДЭГ больше регламентируемого значения в 8 г/1000 м³ наблюдается при температуре выше 35 °С. Потери ТЭГ находятся в рамках регламента даже при температуре 40 °С, составляя 1,56 кг/ч, или 5,2 г/1000 м³.

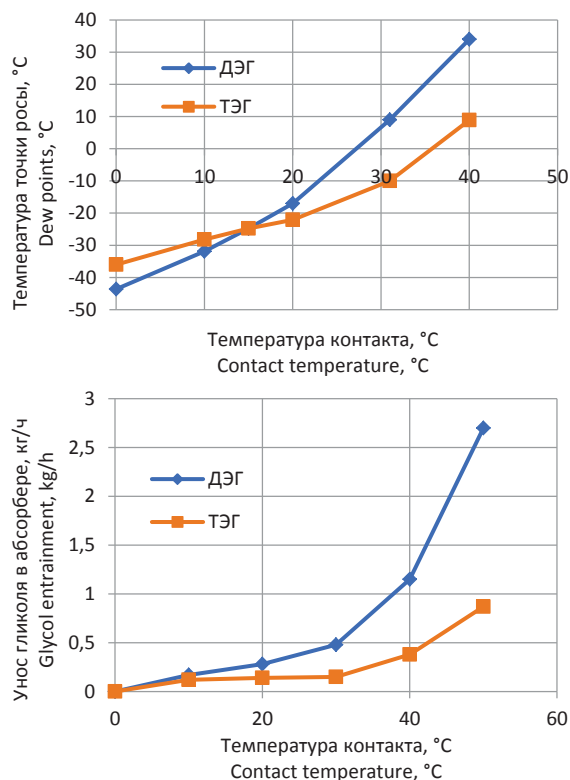


Рис. 3. Зависимость температуры точки росы газа и уноса гликоля от температуры контакта

Fig. 3. Dependence of gas dew point temperature and glycol entrainment on contact temperature

В работах [19, 22] рассмотрены технологии осушки природного газа с помощью триэтиленгликоля, описаны все его преимущества и недостатки. При использовании данного абсорбента в качестве осушителя природного газа достигается более низкая температура точки росы. Также показано, что энергозатраты на использование дополнительного оборудования будут значительно меньше, чем с использованием диэтиленгликоля.

Заключение

На основе полученных результатов моделирования технологического процесса абсорбционной осушки природного газа от влаги в среде программного комплекса Unisim Design установлено, что при увеличении давления потока газа на входе в абсорбер его точка росы уменьшается, как и унос гликоля.

Внедрение ТЭГ в качестве абсорбента для осушки природного газа от влаги может быть целесообразно при дальнейшем падении пластовых давлений. При увеличении температуры контакта точка росы осушенного газа повышается, что негативно сказывается на его качестве. Для осушки газа в условиях газового промысла северных месторождений до необходимой точки росы минус 20 °С при использовании ТЭГ необходимо создать температуру контакта до 21 °С, при использовании ДЭГ до 17 °С.

Показано, что при использовании триэтиленгликоля в качестве абсорбента при осушке природного газа от влаги значительно уменьшаются энергозатра-

ты на компримирование газа, его охлаждение перед абсорбером и расход осушителя по сравнению с диэтиленгликолем.

Также установлены оптимальные параметры (табл. 3) работы абсорбционной установки осушки природного газа при концентрации гликолей 99 % мас. и расходе сырого природного газа 350 тыс. м³/ч.

В табл. 3 представлены оптимальные технологические параметры по осушке природного газа от влаги с помощью абсорбентов: диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, на установке комплексной подготовки природного газа.

Таблица 3. Оптимальные параметры работы установки комплексной подготовки газа

Table 3. Optimum operating parameters of the gas treatment unit

Осушитель Absorbent	Давление потока, МПа Flow stream pressure, MPa	Температура контакта, °C Contact temperature, °C	Температура точки росы осушителя, °C Dry gas dew point temperature, °C	Расход осушителя, м ³ /ч Absorbent flow, m ³ /h
ДЭГ/DEG	4	15	-25,47	3200
ТЭГ/TEG	3,5	17	-21,37	3000

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Грищенко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
2. Al Ani Z.A., Gujarathi A.M. Simultaneous energy and environment-based optimization and retrofit of TEG dehydration process: An industrial case study // Process Safety and Environment Protection. – 2021. – V. 147. – P. 972–984.
3. Development of a techno-economic framework for natural gas dehydration via absorption using tri-ethylene glycol: a comparative study between DRIZO and other dehydration processes / Z.Y. Konga, X.J. Melvin Wee, A.Yu. Mahmouda // South African journal of Chemical engineering. – 2020. – V. 31. – P. 17–24.
4. СТО Газпром 089-2010. «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.
5. Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G., Fundamentals of natural gas processing. – Boca Raton: CRC Press publishing, 2014. – 574 p.
6. Бриков А.В., Магадова Л.А. Основные факторы, влияющие на деградацию гликолей в условиях нефтепромысловых систем // Технология нефти и газа. – 2018. – № 6 (119). – С. 3–7.
7. Netusil M., Diti P. Comparison of three methods for natural gas dehydration // Journal of Natural Gas Chemistry. – 2011. – V. 20. – P. 471–476.
8. Carroll J., Natural gas hydrates: a guide for engineer. – United Kingdom: Gulf Professional Publishing, 2020. – 340 p.
9. Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. Fundamentals of natural gas processing. – Boca Raton, USA: CRC Press publishing, 2012. – 574 p.
10. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 279 с.
11. Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG gas dehydration systems // Energy. – 2009. – V. 34. – P. 1910–1916.
12. Neagu M., Cursaru D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 37. – P. 326–339.
13. Energy separation and condensation effects in pressure energy recovery process of natural gas supersonic dehydration / Yang Liu, Xuewen Cao, Jian Yang, Yuxuan Li, Jiang Bian // Energy Conversion and Management. – 2021. – V. 245. – P. 557–572.
14. Perry R., Green D.W. Perry's chemical engineers' handbook. – New York: McGRAW-HILL, 2008. – 2403 p.
15. Natural gas dehydration by desiccant materials / A.A. Farag Hassan, M.M. Ezzat, H. Amer, A.W. Nashed // Alexandria Engineering Journal. – 2011. – V. 50. – P. 431–439.
16. Chebbi R., Qasim M., Jabbar N.A. Optimization of triethylene glycol dehydration of natural gas // Energy Reports. – 2019. – V. 5. – P. 723–732.
17. Kamin, Z., Bono A., Leong L. Simulation and optimization of the utilization of triethylene glycol in a natural gas dehydration process // Chemical Product and Process Modeling. – 2017. – V. 12. – P. 27–35.
18. Ghiase M., Zendejboudi A.D. Estimation of triethylene glycol (TEG) purity in natural gas dehydration units using fuzzy neural network // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – V. 17. – P. 26–32.
19. Kong Z.Y., Mahmoud A. Revamping existing glycol technologies in natural gas dehydration to improve the purity and absorption efficiency: Available methods and recent developments // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 56. – P. 486–503.
20. Isa M.A., Eldemerdash U. Evaluation of potassium formate as a potential modifier of TEG for high performance natural gas dehydration process // Chemical Engineering Research and Design. – 2013. – V. 91. – P. 1731–1738.
21. Лиинтин И.А., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Особенности промышленной подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 96–102.
22. Khan M., Atiquezzaman M., Maruf A. Optimizing effective absorption during wet natural gas dehydration by tri ethylene glycol // Journal of Applied Chemistry. – 2016. – V. 2. – P. 01–06.

Поступила 03.09.2022 г.

Прошла рецензирование 03.10.2022 г.

Информация об авторах

Лиинтин И.А., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ерофеев В.И., доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 66.074

INFLUENCE OF TEMPERATURE AND PRESSURE CONDITIONS ON THE EFFICIENCY OF NATURAL GAS PREPARATION

Iliia A. Liintin¹,
quw_06@mail.ru

Vladimir I. Erofeev¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance. In recent years, in addition to the direct extraction of natural or associated petroleum gases from the subsoil, it is necessary to prepare them, ensure commercial quality, in particular, remove moisture, higher C₂₊ hydrocarbons and other by-product gases that adversely affect the technical and economic performance of plants and contribute to the formation of crystalline hydrates. Due to the high quality requirements for treated natural gas and moisture content growth to increase the profitability of production, gas treatment technologies are constantly being improved and updated, including the absorption method of natural gas drying.

Purpose: to substantiate the effectiveness of the use of triethylene glycol as an absorbent in natural gas preparation by the absorption method at the existing integrated natural gas treatment plant.

Object: complex natural gas treatment unit.

Method: simulation of moisture absorption from natural gas in the UniSim Design software package.

Results. The influence of pressure and temperature, two absorbents: diethylene glycol and triethylene glycol, on the efficiency of gas treatment on the model of a natural gas treatment plant, an operating gas field, has been studied. The optimal temperature and pressure are selected, at which moisture absorption from gas will most effectively take place at decreasing pressure of the input raw material. It is shown that when triethylene glycol is used as an absorbent, the energy consumption for gas compression, its cooling before the absorber, and the consumption of the desiccant are significantly reduced compared to diethylene glycol.

Key words:

absorption gas dehydration, dew point temperature, complex gas treatment plant, natural gas, triethylene glycol, diethylene glycol.

REFERENCES

- Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Ros-sii* [Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 472 p.
- Al Ani Z.A., Gujarathi A.M. Simultaneous energy and environment-based optimization and retrofit of TEG dehydration process: an industrial case study. *Process Safety and Environment Protection*, 2021, vol. 147, pp. 972–984.
- Konga Z.Y., Melvin Wee X.J., Mahmouda A., Yu A. Development of a techno-economic framework for natural gas dehydration via absorption using tri-ethylene glycol: a comparative study between DRIZO and other dehydration processes. *South African journal of Chemical engineering*, 2020, vol. 31, pp. 17–24.
- STO Gazprom 089–2010. *Gaz goryuchiy prirodny, postavlyаемy i transportiruemyy po magistralnym gazoprovodam. Tekhnicheskie usloviya* [Natural gas, supplied and transported through main gas pipelines. Technical conditions]. Moscow, OAO Gazprom Publ., 2010. 15 p.
- Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. *Fundamentals of natural gas processing*. Boca Raton, USA, CRC Press, 2014. 574 p.
- Brikov A.V., Magadova L.A. Major aspects of degradation of glycols used in oilfield systems. *Oil and Gas Journal*, 2018, vol. 119, no. 6, pp. 3–7. In Rus.
- Netusil M., Dittl P. Comparison of three methods for natural gas dehydration. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2011, vol. 20, pp. 471–476.
- Carroll J. *Natural gas hydrates: a guide for engineer*. Burlington, Gulf Professional Publishing, 2020. 400 p.
- Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. *Fundamentals of natural gas processing*. Boca Raton, USA, CRC Press publishing, 2012. 574 p.
- Lanchakov G.A., Kulkov A.N., Zibert G.K. *Tekhnologicheskie protsessy podgotovki prirodnogo gaza i metody rascheta oborudovaniya* [Technological processes of natural gas preparation and methods of equipment calculation]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 279 p.
- Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG gas dehydration systems. *Energy*, 2009, vol. 34, pp. 1910–1916.
- Neagu M., Cursaru D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 37, pp. 326–339.
- Yang Liu, Xuewen Cao, Jian Yang, Yuxuan Li, Jiang Bian. Energy separation and condensation effects in pressure energy recovery process of natural gas supersonic dehydration. *Energy Conversion and Management*, 2021, vol. 245, pp. 557–572.
- Perry R., Green D.W. *Perry's chemical engineers' handbook*. New York, McGRAW-HILL, 2008. 2403 p.
- Farag Hassan A.A., Ezzat M.M., Amer H., Nashed A.W. Natural gas dehydration by desiccant materials. *Alexandria Engineering Journal*, 2011, vol. 50, pp. 431–439.
- Chebby R., Qasim M., Jabbar N.A. Optimization of triethylene glycol dehydration of natural gas. *Energy Reports*, 2019, vol. 5, pp. 723–732.
- Kamin Z., Bono A., Leong L. Simulation and optimization of the utilization of triethylene glycol in a natural gas dehydration process. *Chemical Product and Process Modeling*, 2017, vol. 12, pp. 27–35.
- Ghiase M., Zendejboudi A.D. Estimation of triethylene glycol (TEG) purity in natural gas dehydration units using fuzzy neural network. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, vol. 17, pp. 26–32.
- Kong Z.Y., Mahmoud A. Revamping existing glycol technologies in natural gas dehydration to improve the purity and absorption efficiency: available methods and recent developments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 56, pp. 486–503.
- Isa M.A., Eldemerdash U. Evaluation of potassium formate as a potential modifier of TEG for high performance natural gas dehydration process. *Chemical Engineering Research and Design*, 2013, vol. 91, pp. 1731–1738.
- Liintin I.A., Erofeev V.I., Dzhililova S.N. Features of commercial treatment of natural gas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 96–102. In Rus.
- Khan M., Atiquezzaman M., Maruf A. Optimizing effective absorption during wet natural gas dehydration by tri ethylene glycol. *Journal of Applied Chemistry*, 2016, vol. 2, pp. 01–06.

Received: 3 September 2022.

Reviewed: 3 October 2022.

Information about the authors

Iliia A. Liintin, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vladimir I. Erofeev, Dr. Sc., academician of RANS, professor, National Research Tomsk Polytechnic University.