

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.153-163>

УДК 622.276.42/43

О возможности применения насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт с использованием азота

¹Дроздов А.Н., ²Калинников В.Н., ¹Соловьёва К.Е., ¹Горелкина Е.И., ¹Горбылева Я.А.

¹Департамент недропользования и нефтегазового дела РУДН, Москва, Россия

²ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

On the possibility of a pump-ejector system implementation for swag with using nitrogen

¹A.N. Drozdov, ²V.N. Kalinnikov, ¹K.E. Solovyova, ¹E.I. Gorelkina, ¹Ya.A. Gorbylyova

¹Department of Mineral Development and Oil&Gas Engineering, Peoples' Friendship

University of Russia, Moscow, Russia

²PJSC TATNEFT, Almet'yevsk, Russia

E-mail: kalinnikov@tatneft.ru

Аннотация. Данная статья посвящена разработке и расчету насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия (ВГВ) на пласт в условиях месторождения N.

Рассмотрена практическая значимость осуществления водогазового воздействия путем закачки в пласт мелкодисперсной водогазовой смеси, состоящей из воды, азота и пенообразующего поверхностно-активного вещества (ПАВ).

Для месторождения N была разработана схема насосно-эжекторной системы и рассчитаны ее параметры, при которых возможно осуществление водогазового воздействия с высокой эффективностью. Приведённая принципиальная схема насосно-эжекторной системы учитывает необходимость закачки азота и ПАВ. Рассчитаны напорная и энергетические характеристики эжектора, указаны методики расчёта. Обоснован выбор дожимного насоса.

Ключевые слова: насос-эжекторная система; водогазовая смесь; попутный нефтяной газ; закачка водогазовой смеси с использованием азота

Публикация подготовлена при поддержке Программы РУДН «5-100»

Для цитирования: Дроздов А.Н., Калинников В.Н., Соловьёва К.Е., Горелкина Е.И., Горбылева Я.А. О возможности применения насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт с использованием азота//Нефтяная провинция.-2020.-№3(23).-С.153-163. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.153-163>

© Дроздов А.Н., Калинников В.Н., Соловьёва К.Е., Горелкина Е.И., Горбылева Я.А., 2020

Abstract. This article is devoted to the development and calculation of a pump-ejector system for the implementation of SWAG on the reservoir in the conditions of the N. field.

The practical significance of water-gas stimulation by injecting into the formation a fine-dispersed water-gas mixture consisting of water, nitrogen and a foaming surfactant is considered.

For the N field, a diagram of a pump-ejector system was developed and its parameters were calculated, at which it is possible to implement water-gas treatment with high efficiency. The given schematic diagram of the pump-ejector system takes into account the need for injection of nitrogen and surfactants. The pressure and energy characteristics of the ejector are calculated, the calculation methods are indicated. The choice of the booster pump is substantiated.

Key words: *pump-ejector system; water-gas mixture; associated petroleum gas; injection of a water-gas mixture using nitrogen*

For citation: A.N. Drozdov, V.N. Kalinnikov, K.E. Solovyova, E.I. Gorelkina, Ya.A. Gorbylyova O vozmozhnosti primeneniya nasosno-jezhektornoj sistemy dlja vodogazovogo vozdejstviya na plast s ispol'zovaniem azota [On the possibility of a pump-ejector system implementation for swag with using nitrogen]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(23), 2020. pp.153-163. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.153-163> (in Russian)

Введение.

В настоящее время актуален вопрос увеличения нефтеотдачи пластов. Многие высокопродуктивные месторождения практически истощены. В связи с этим существует необходимость освоения трудноизвлекаемых запасов. Одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи является водогазовое воздействие (ВГВ).

В работе [1] предложено осуществлять водогазовое воздействие с использованием попутного нефтяного газа (ПНГ), откачиваемого из затрубных пространств добывающих скважин. Известно, что в механизированных насосных скважинах затрубное давление может достигать до критически высоких значений из-за большого линейного давления в нефтесборе. При этом динамический уровень снижается настолько, что происходит срыв подачи и отказ скважинного насоса. Для устранения этих нежелательных факторов в [1] предлагается использовать ПНГ из затрубных пространств добывающих скважин путем его откачки эжектором и направления вместе с водой в

виде смеси в нагнетательную скважину, т.е. реализовать водогазовое воздействие. Представленные в [1] данные показывают важность указанной проблемы для других месторождений Татарстана.

Однако следует отметить, что на многих месторождениях Урало-Поволжья газовые факторы нефтей имеют невысокие значения, обычно не превышающие $60 \text{ м}^3/\text{т}$ (для отложений среднего и нижнего карбона). При этом расходы ПНГ из затрубных пространств добывающих скважин недостаточны для создания водогазовой смеси с необходимыми значениями газосодержания, позволяющими заметно повысить нефтеотдачу. Известно [2 – 5 и др.], что для значимого увеличения коэффициента вытеснения нефти целесообразно обеспечивать газосодержание водогазовой смеси в пластовых условиях не менее 13-20 %. Одним из вариантов решения данного вопроса является закачка вместе с ПНГ азота от азотной установки с применением насосно-эжекторной системы. При этом следует отметить, что водогазовое воздействие с использованием азота, как показано в работе авторов из института «ТатНИПИнефть» [6], увеличивает нефтеотдачу для условий месторождений Татарстана.

Объект исследования и постановка задачи.

В данной работе проведен расчет процесса водогазового воздействия с применением азота и ПНГ для условий одного из участков месторождения N Урало-Поволжья.

Цель работы – расчет насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт с использованием азота и подбор оборудования, входящего в ее состав.

Исходя из цели, были поставлены следующие задачи:

- 1) проанализировать возможность технологической осуществимости водогазового воздействия с применением азота;
- 2) подобрать схему насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия в условиях месторождения N;

- 3) рассчитать рабочие параметры оборудования, входящего в состав насосно-эжекторной системы.

Технологическая осуществимость водогазового воздействия с использованием азота.

Азот обладает низкой коррозионной активностью, не оказывает вредного влияния на оборудование, не воспламеняется. Азот может быть получен практически в любом месте, что позволяет производить его азотными установками (мембранными, адсорбционными и др.) на месторождении рядом с нагнетательными скважинами. Благодаря этому не возникает логистических проблем и обеспечивается непрерывная подача газа.

Выбор и расчет параметров насосно-эжекторной системы для конкретных условий эксплуатации.

На одном из участков месторождения N имеется нагнетательная скважина A, а в непосредственной близости от нее три добывающие – B, C и D, эксплуатирующиеся штанговыми глубинными насосами. При этом скважина D эксплуатирует два пласта. Во избежание срыва подачи скважинных насосов, связанных с ростом затрубного давления до значения буферного (от 1,3 до 1,7 МПа в зависимости температуры окружающей среды) скважины периодически останавливаются в накопление. Предлагаемым решением является отбор, смешение попутного газа и азота с водой, и их закачка в виде водогазовой смеси в нагнетательную скважину. Данные по добывающим скважинам указаны в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что газовый фактор низкий, попутного газа недостаточно для создания необходимого газосодержания водогазовой смеси в пластовых условиях, поэтому надо добавить к попутному газу азот, получаемый от азотного компрессора.

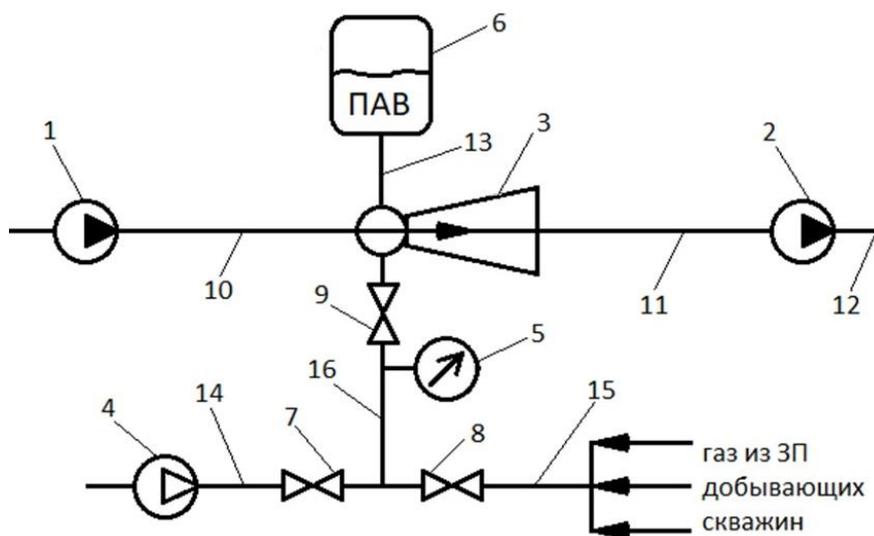
Принципиальная технологическая схема насосно-эжекторной системы для условий месторождения представлена на рис. 3. В данном случае

в соответствии с рекомендациями [5, 7] предусмотрена одна ступень эжекторного сжатия. На второй ступени водогазовая смесь нагнетается дожимным насосом. В качестве него можно использовать многоступенчатый лопастной насос.

Таблица 1

Данные по добывающим скважинам

Наименование параметра	Значения по номеру скважины			
	В	С	D	
Тип коллектора	терригенный	терригенный	карбонатный	терригенный
Пластовое давление, МПа	16,4	15,3	7,84	11,83
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	1,079	1,079	1,24	1,274
Текущий расход газа из ЗП в стандартных условиях, м ³ /сут	53,27	89,86	9,69	2,98
Газовый фактор нефти, м ³ /т	38,6	38,6	2,6	11,78
Пластовая температура, °С	37,4	35,9	23	25

**Рис. 1 – Принципиальная схема насосно-эжекторной системы:**

1 - силовой насос; 2 - дожимной насос; 3 - эжектор; 4 - азотный компрессор; 5 - манометр; 6 - емкость с ПАВ; 7, 8, 9 - задвижки; 10 - линия нагнетания воды; 11 - линия подачи водогазовой смеси в дожимной насос; 12 - водовод до нагнетательной скважины; 13 - линия подачи ПАВ; 14 - линия нагнетания азота; 15 - линия подачи попутного нефтяного газа из затрубных пространств; 16 - линия подачи газовой смеси

Система, расположенная вблизи нагнетательной скважины, работает следующим образом. Силовым насосом (1) нагнетается вода в систему поддержания пластового давления (ППД), откуда она поступает по водоводу в сопло эжектора (3). Газ, поступающий из ЗП добывающих скважин по линии (15), смешивается с азотом, нагнетаемым компрессором (4) по линии (14), образуя газовую смесь. Эта газовая смесь смешивается с пенообразующим ПАВ, поступающим из емкости (6) по линии (13), и отбирается эжектором (3) по линии (16). Эжектор (3) способствует образованию мелкодисперсной водогазовой смеси, на выходе имеющей некоторое повышенное давление. По линии (11) она поступает на прием дожимного насоса (2), нагнетающего водогазовую смесь под необходимым давлением в водовод (12). Далее смесь поступает в нагнетательную скважину. В системе предусмотрены задвижки (7), (8) и (9) для регулирования расхода газа при необходимости, а также манометр (5) для контроля давления на приеме эжектора (3).

Расчет давления на устье нагнетательной скважины А проводили по следующим исходным данным:

- приемистость нагнетательной скважины по воде $Q_{\text{скв. в.}} = 70 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- плотность закачиваемой воды $\rho_{\text{в}} = 1122 \text{ кг/м}^3$;
- глубина скважины по вертикали до кровли пласта $H_{\text{скв}} = 1745,96 \text{ м}$;
- условный диаметр НКТ $d = 60 \text{ мм}$;
- внутренний диаметр НКТ $d_{\text{вн}} = 50,3 \text{ мм}$;
- давление на устье скважины при закачке воды $P_{\text{у. в.}} = 14,6 \text{ МПа}$;
- пластовое давление $P_{\text{пл}} = 17 \text{ МПа}$;
- расход газовой смеси в стандартных условиях $Q_{\text{г. ст}} = 3761,8 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- плотность газовой смеси в стандартных условиях $\rho_{\text{см. ст}} = 1,1621 \text{ кг/м}^3$;
- значение газо-водяного фактора в стандартных условиях $R = 53,74 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

При этом обеспечивается величина газосодержания смеси в пластовых условиях, составляющая 24 %. Для закачки требуемого расхода необходима установка, вырабатывающая 140 н.м³/час азота чистотой 95 % и давлением нагнетания 1 МПа (например, адсорбционная азотная станция типа «ПРОВИТА-N»).

Расчеты необходимых значений давлений, а также параметров насосно-эжекторной системы проводили по методике, изложенной в работах [5, 7], а расчет эжектора – по методике [8]. Расчетное устьевое давление в нагнетательной скважине при закачке водогазовой смеси составило 20 МПа, а на выходе насосно-эжекторной системы – 20,1 МПа. При давлении газа на приеме эжектора, составляющем 1 МПа, и рабочем давлении воды перед соплом 15,6 МПа, которое обеспечивается силовым насосом системы ППД, получены напорная и энергетическая характеристики эжектора, представленные на рис. 2.

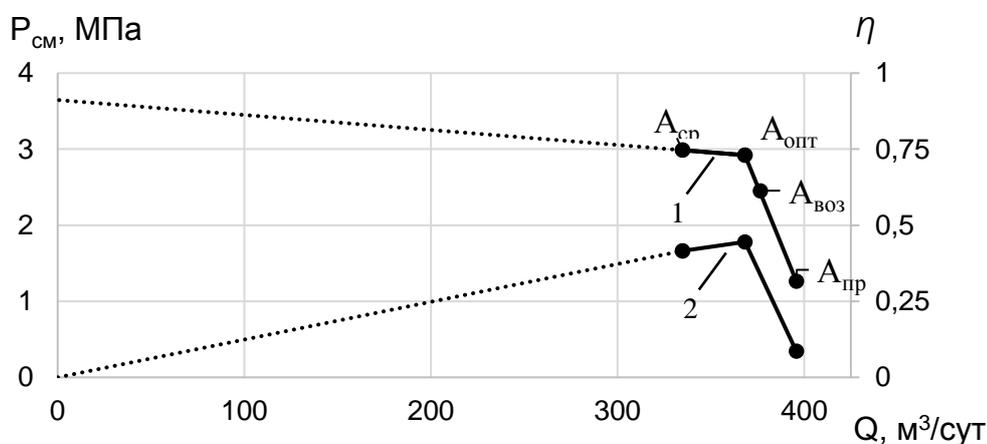


Рис. 2 – Напорная характеристика эжектора

(1) – зависимость давления нагнетания смеси от подачи газа Q на приеме $P_{см}=f(Q)$ и энергетическая характеристика эжектора

(2) – зависимость КПД η от подачи газа Q на приеме $\eta=f(Q)$:

$A_{ср}$, $A_{опт}$, $A_{пр}$ – соответственно, точки срывного, оптимального и предельного режимов;

$A_{воз}$ – точка возобновления перекачки газа.

В качестве дожимного насоса по методикам [5, 9] подобран многоступенчатый центробежно-вихревой насос ВНН5А-124-3000. При среднеинтегральной подаче по смеси 115 м³/сут насос развивает напор около 2500 м, давление 17,7 МПа при КПД 59 % и потребляемой мощности на водогазовой смеси 58,69 кВт.

Необходимость подачи ПАВ целесообразно изучить в дальнейшем путем проведения специальных исследований подавления коалесценции газовых пузырьков в воде. Поскольку закачиваемая вода на месторождении сильно минерализована, высока вероятность того, что её состав будет препятствовать слиянию отрицательно заряженных газовых пузырьков за счет их отталкивания в водном растворе солей – электролитов, как показано в работах [5, 7, 10].

Для опытного участка месторождения N, включающего 7 добывающих скважин, в том числе В, С и D, реагирующих на закачку в нагнетательной скважине А, была произведена, исходя из геолого-промысловой информации, оценка ожидаемой дополнительной добычи за счет водогазового воздействия. По данным фильтрационных исследований для похожих месторождений увеличение коэффициента вытеснения нефти за счет водогазового воздействия составляет до 15 %. Принимая это во внимание, можно ожидать, что расчетная годовая дополнительная добыча составит до 1500 тонн нефти.

Заключение.

В качестве решения проблемы откачки попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин месторождения N предложено смешивать ПНГ с азотом, получаемым из воздуха, и водой из системы поддержания пластового давления с целью повышения нефтеотдачи путем осуществления водогазового воздействия и снижения давления в затрубных пространствах.

Для условий опытного участка месторождения N разработана схема

насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт и рассчитаны параметры её оборудования.

Показано, что при закачке водогазовой смеси в пласт использование азота в качестве дополнительного газового агента с применением азотной станции низкого давления и насосно-эжекторной системы является технологически оправданным.

Список литературы

1. Нургалиев А.А., Хабибуллин Л.Т. Решение проблемы утилизации попутного газа добывающих нефтяных скважин // *Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук.* – 2014. - № 1. – Т. 1. – С. 249 – 257.
2. Лискевич Е.И., Островский Ю.М. Вытеснение нефти газоводяными смесями. – В кн.: *Разработка нефтяных месторождений, труды УкрНИИПНД, 1973, вып. 11-12, С. 233-240.*
3. Островский Ю.М., Хомышин А.И., Лискевич Е.И. Вытеснение газированной нефти газоводяными смесями. – *Труды УкрГИПРОНИИнефть, 1979, вып. 23, С. 98–100.*
4. Алексеев Д.Л., Владимиров И.В., Вафин Р.В. Повышение эффективности вытеснения нефти из неоднородных коллекторов нестационарным водогазовым воздействием // *Интервал.* – 2007. - № 2. - С. 5-10.
5. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. *Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи: учебное пособие.* – М.: РУДН. 2019. – 160 с.
6. Насыбуллина С.В., Разживин Д.А. Оценка коэффициента извлечения нефти при водогазовом воздействии для различных вариантов разработки//*Нефтяная провинция.- 2016.-№2(6).-С.45-54. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2016.2.45-54*
7. Дроздов А. Н., Дроздов Н. А., Горбылева Я. А., Горелкина Е. И. *Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле.* – М.: Спутник+, 2020. – 328 с.
8. Донец К. Г. *Гидроприводные струйные компрессорные установки.* – М.: Недра, 1990. – 174 с.
9. Дроздов А. Н. *Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях.* – М.: МАКС пресс, 2008. – 312 с.
10. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А, Горелкина Е.И. Повышение эффективности работы жидкостно-газового эжектора // *Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования.* – 2019. Т. 20. – № 3. – С. 254 - 260.

References

1. Nurgaliev A.A., Khabibullin L.T., Decision on use of associated gas in producing oil wells (In Russ.), *Fundamental and applied problems of mining sciences*, 2014, No. 1, T. 1, pp. 249 – 257.

2. Liskevich E.I., Ostrovsky Yu.M., Displacement of oil by gas-water mixtures (In Russ.), in the book: Development of oil fields, proceedings of Ukr-NIIPND, 1973, issue. 11-12, pp. 233 – 240.
3. Ostrovsky Yu.M., Khomyshin A.I., Liskevich E.I., Displacement of gas saturated oil with gas-water mixtures (In Russ.), proceedings of Ukgiproniineft, 1979, no. 23, pp. 98 – 100.
4. Alekseev D.L., Vladimirov I.V., Vafin R.V., Increasing the efficiency of oil displacement from heterogeneous reservoirs by unsteady WAG (In Russ.), Interval, 2007, No. 2, pp. 5 - 10.
5. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Tekhnologiya vodogazovogo vozdeystviya na plast dlya povysheniya nefteotdachi (Water-alternation-gas technology for enhance oil recovery), teaching aid for universities, Moscow: RUDN University, 2019, 160 p.
6. S.V. Nasybullina, D.A. Razzhivin Ocenka kojefficienta izvlecheniya nefiti pri vodogazovom vozdejstvii dlja razlichnyh variantov razrabotki [Evaluation of oil recovery efficiency for wag process in various development scenarios]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(6), 2016. pp.45-54. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2016.2.45-54> (in Russian)
7. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Gorbyleva Ya. A., Gorelkina E.I., Primeneniye struynykh apparatov v neftepromyslovom dele (The use of jet devices in petroleum engineering), Moscow: Sputnik +, 2020, 390 p.
8. Donets K.G., Gidroprivodnyye struynnye kompressornyye ustanovki (Hydraulic drive jet compressor installations), Moscow: Nedra, 1990, 174 p.
9. Drozdov A.N., Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefiti pogruzhnymi nasosami v oslozhnonnykh usloviyakh (The technology and technique of oil production by submergible pumps in the complicated conditions), Moscow: MAKS press, 2008, 312 p.
10. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Gorbyleva Ya.A., Gorelkina E.I., Increasing efficiency of work of a liquid-gas ejector (In Russ.), RUDN Journal of Engineering Researches. 2019; 20(3): 254 – 260. (In Russian)

Сведения об авторах

Дроздов Александр Николаевич, доктор технических наук, профессор департамента недропользования и нефтегазового дела РУДН
Россия, 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, д. 3
E-mail: drozdov_an@mail.ru

Калинников Владимир Николаевич, аспирант Альметьевского государственного нефтяного института, главный специалист (по технологиям) отдела планирования и обеспечения нефтедобычи геолого-технологического центра НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75
E-mail: kalinnikov@tatneft.ru

Соловьева Ксения Евгеньевна, студент департамента недропользования и нефтегазового дела РУДН
Россия, 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, д. 3
E-mail: ks.uu@mail.ru

Горелкина Евгения Ильинична, аспирант департамента недропользования и нефтегазового дела РУДН
Россия, 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, д. 3
E-mail: gorelckina.evgenia@yandex.ru

Горбылева Яна Алексеевна, аспирант департамента недропользования и нефтегазового дела РУДН
Россия, 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, д. 3
E-mail: yana_gorbyleva@mail.ru

Authors

A.N. Drozdov, Dr.Sc, Professor of the Department of Mineral Development and Oil&Gas Engineering, Peoples' Friendship University of Russia
3, Ordzhonikidze st., Moscow, 115419, Russian Federation
E-mail: drozdov_an@mail.ru

V.N. Kalinnikov, post-graduate student of the Almeteyvsk state oil Institute, chief specialist (on technologies) of the oil and gas production department "Almeteyvneft" PJSC TATNEFT
75, Lenin st., Almeteyvsk, 423450, Russian Federation
E-mail: kalinnikov@tatneft.ru

K.E. Solovyova, student of the Department of Mineral Development and Oil&Gas Engineering, Peoples' Friendship University of Russia
3, Ordzhonikidze st., Moscow, 115419, Russian Federation
E-mail: ks.uu@mail.ru

E.I. Gorelckina, post-graduate student of the Department of Mineral Development and Oil&Gas Engineering, Peoples' Friendship University of Russia
3, Ordzhonikidze st., Moscow, 115419, Russian Federation
E-mail: gorelckina.evgenia@yandex.ru

Ya.A. Gorbylyova, post-graduate student of the Department of Mineral Development and Oil&Gas Engineering, Peoples' Friendship University of Russia
3, Ordzhonikidze st., Moscow, 115419, Russian Federation
E-mail: yana_gorbyleva@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 13.07.2020;
Принята к публикации 23.09.2020;
Опубликована 30.09.2020*