

DOI 10.25689/NP.2018.4.175-185

УДК 622.276.2.001.57

**КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА ВЫВОДА СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ С
ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
НЕСТАЦИОНАРНОЙ РАБОТЫ СИСТЕМЫ "ПЛАСТ-СКВАЖИНА-
НАСОС"**

Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Мельников А.А.

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

**MONITORING THE PROCESS OF WELL START UP USING A
NUMERICAL MODEL OF UNSTEADY-STATE OPERATION OF
RESERVOIR/WELL/PUMP SYSTEM**

Balandin L.N., Gribennikov O.A., Melnikov A.A.

Samara State Technical University

E-mail: gribennikov.oa@samgtu.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрена методология осуществления контроля над процессом эксплуатации фонда скважин, с помощью часто используемой на промысле операции, такой как вывод скважины на режим. Вывод на режим является одной из основных технологических операций, проводимых на скважине, которая требует контроля. В процессе вывода скважины на режим в качестве параметров, которые позволяют осуществлять контроль, являются положение динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве и наличие притока жидкости из пласта. Эта информация необходима, чтобы предотвратить перегрев погружного электродвигателя или срыв подачи насоса из-за снижения уровня до приемной сетки насоса. Инструментом проведения контроля будет являться математическая модель, с помощью которой будут рассчитаны определенные показатели, описанные в настоящей работе.

Цель данной работы заключается в поиске способа увеличения данных о состоянии скважины, для предупреждения проблем, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации фонда скважин.

Задачи же данной работы заключаются в том, чтобы использовать данные для математического моделирования, произвести расчет с последующей интерпретацией и

сравнить рассчитанные значения с фактическими для выявления возможности использования данной методологии в будущем.

Также в настоящей работе были представлены критерии применимости рассматриваемой математической модели, что важно для понимания того, при каких условиях возможна данная методика.

Результатом данной работы стал расчет скважин, на которых проводилась операция по выводу скважины на режим месторождений АО «Самаранефтегаз» и построение кривых с анализом погрешностей, которые возникают в процессе интерпретации и расчета.

Ключевые слова: вывод скважины на режим; математическая модель; эксплуатация фонда скважин; забойное давление; динамический уровень.

Abstract. This paper considers the procedure for monitoring the process of well operation, particularly start-up of well production. This is one of the main production stages, which requires adequate control. Monitoring of well start-up process involves such parameters as the position of dynamic fluid level in the annular space and presence of reservoir fluid inflow. This information is required to prevent overheating of submersible electric motor or pump underload due to level drop below pump suction screen. The monitoring process will rely on a numerical model to estimate certain parameters described in this paper.

The present research effort aims to increase the amount of data on well behavior to mitigate potential problems in the course of well operation.

The objective of this research is to use this data for numerical modeling followed by interpretation of the results and comparative analysis of the estimates with actual field data to evaluate applicability of the proposed procedure in the future.

The paper also presents screening criteria for the numerical model under analysis that are important for understanding the conditions under which this procedure can be applied.

The proposed procedure was used to estimate well parameters and plot well performance curves in the process of starting up a well operated by Samaraneftegaz. Analysis of uncertainties experienced during numerical modeling and data interpretation has also been conducted.

Key words: bring a well into stable production; numerical model; well operation; bottomhole pressure; dynamic level.

Математическая модель процесса вывода скважины на режим (1)
выглядит следующим образом [1]:

$$\begin{cases} p_{\text{заб}}(t) = \gamma h_0 - \frac{\gamma Q_0}{F} t, & \text{при } 0 < t < t^* \\ p_{\text{заб}}(t) = p_{\text{пл}} - \frac{Q_0}{C} \left((t - t^*) - \frac{\alpha(t - t^*)^2}{2} + \frac{8}{15} \frac{\beta(t - t^*)^{5/2}}{\sqrt{\pi}} - \frac{\gamma'(t - t^*)^3}{6} + \dots \right), & \text{при } t > t^* \end{cases} \quad (1)$$

Модель состоит из линейного участка изменения забойного давления и нелинейного, графически описываемая кривой, изображенной на рис. 1а.

Также если построить кривую по уравнению (4), то кривая будет иметь монотонно убывающий характер. Однако практическая кривая изменения забойного давления убывает только до конца второго участка, который соответствует времени окончания снижения динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины t^{**} (Рис. 1б).

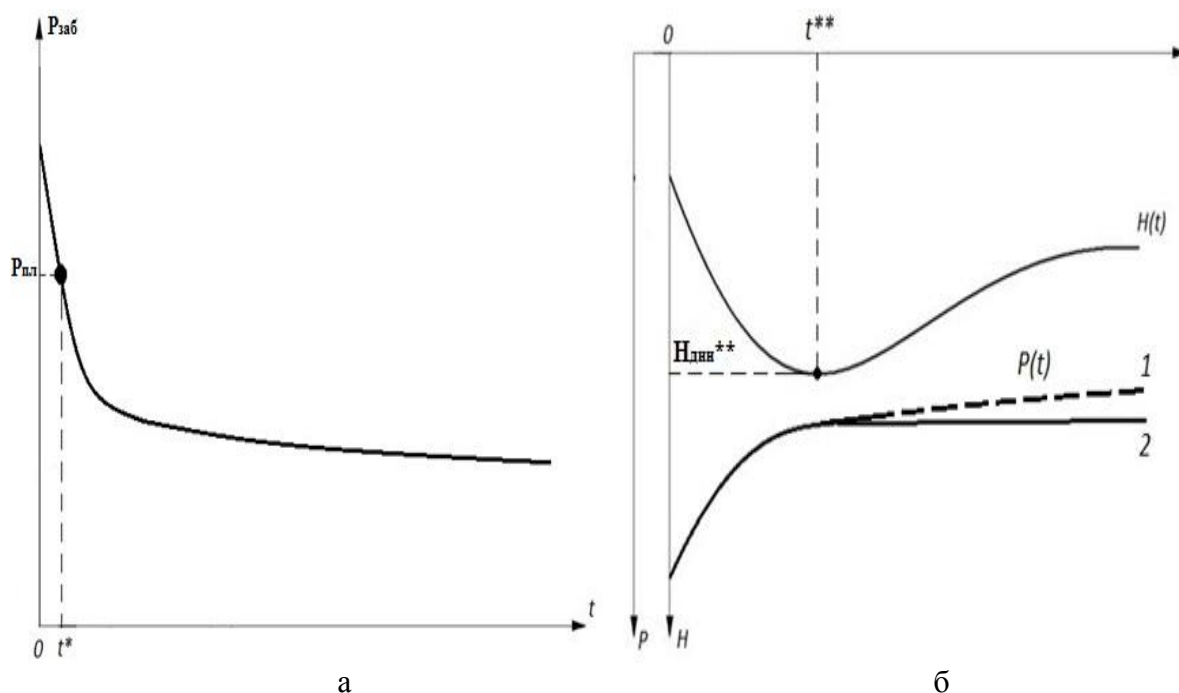


Рис. 1. Теоретическая (а) и практическая (б) кривые изменения забойного давления при выводе скважины на режим 1 – теоретическое изменение забойного давления; 2 – практическое изменение забойного давления

Границей между линейной составляющей модели и нелинейной является точка, соответствующая координатам (Рис. 1а.) времени начала притока жидкости из пласта t^* и пластовому давлению $p_{\text{пл}}$. Криволинейная часть математической модели работает до максимального динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве $H_{\text{дин.макс}}$ (или минимальному

значению высоты столба жидкости в скважине), соответствующего окончанию откачки жидкости из межтрубного пространства [2, 3]. Для определения времени начала притока жидкости из пласта в скважину и динамического уровня, соответствующего данному времени, необходимо воспользоваться первым уравнением системы (1) и условием, что при t^* давление на забое скважины равно пластовому давлению $p_{пл}$. Динамический уровень $H_{дин}^*$, при найденном значении пластового давления p_i , определяется по формуле:

$$H_{дин}^* = H_{пл} - \frac{p_{пл}}{\gamma}, \quad (2)$$

Время начала притока жидкости из пласта определяется так:

$$t^* = \frac{F}{Q_0} \cdot [H_{дин}^* - H_0], \quad (3)$$

Для определения времени вывода скважины на режим t^{**} и максимального динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве $H_{дин}^{**}$ необходимо отдельно рассмотреть второе уравнение системы (1).

$$p_{заб}(t) = p_{пл} - \frac{Q_0}{c} \left((t - t^*) - \frac{\alpha(t-t^*)^2}{2} + \frac{8}{15} \cdot \frac{\beta(t-t^*)^{5/2}}{\sqrt{\pi}} - \frac{\gamma'(t-t^*)^3}{6} + \dots \right), \quad (4)$$

Если построить кривую по уравнению (4), то кривая будет иметь монотонно убывающий характер. Однако практическая кривая изменения забойного давления убывает только до конца второго участка, который соответствует времени окончания снижения динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины t^{**} (Рис. 1б).

Следует отметить, что математическая модель имеет смысл, если скважина заглушена технологической жидкостью. Из-за поведения кривой забойного давления возникает необходимость перейти к скорости изменения забойного давления. Для перехода необходимо продифференцировать уравнение (4):

$$\dot{p}_{\text{заб}}(t) = -\frac{Q_0}{c} \left(1 - \alpha(t - t^*) + \frac{4}{3} \cdot \frac{\beta(t-t^*)^{3/2}}{\sqrt{\pi}} - \frac{\gamma'(t-t^*)^2}{2} + \dots \right), \quad (5)$$

Зная скорость изменения забойного давления в точке $\dot{p}_{\text{заб}}(t^{**})$, можно найти время окончания снижения динамического уровня, исходя из того, что скорость изменения забойного давления стремится к нулю.

$$\dot{p}_{\text{заб}}(t^{**}) = -\frac{Q_0}{c} \left(1 - \alpha(t^{**} - t^*) + \frac{4}{3} \cdot \frac{\beta(t^{**}-t^*)^{3/2}}{\sqrt{\pi}} - \frac{\gamma'(t^{**}-t^*)^2}{2} + \dots \right), \quad (6)$$

Для удобства записи величину $\dot{p}_{\text{заб}}(t^{**})$ заменим на $\dot{p}_{\text{заб}}^{**}$. Уравнение (6) решается в четвертом приближении:

$$\dot{p}_{\text{заб}}^{**} = -\frac{Q_0}{c} \left(1 - \alpha(t^{**} - t^*) + \frac{4}{3} \cdot \frac{\beta(t^{**}-t^*)^{3/2}}{\sqrt{\pi}} - \frac{\gamma'(t^{**}-t^*)^2}{2} \right), \quad (7)$$

Для определения времени t^{**} по уравнению (7) удобнее всего использовать метод решения Ньютона. Решение сводится к виду:

$$t^{**} = t_0^{**} + \Delta t, \quad (8)$$

где t_0^{**} - некоторое заданное значение (начальное приближение), Δt - разница между истинным значением и заданным значением.

Таким образом, решением уравнения (7) является:

$$\dot{p}_{\text{заб}}^{**} = \dot{p}_{\text{заб}}(t_0^{**} + \Delta t), \quad (9)$$

Для его решения функция $\dot{p}_{\text{заб}}(t_0^{**} + \Delta t)$ раскладывается в ряд Тейлора

$$\dot{p}_{\text{заб}}(t_0^{**} + \Delta t) = \dot{p}_{\text{заб}}(t_0^{**}) + \dot{p}_{\text{заб}}'(t_0^{**})\Delta t + \dots, \quad (10)$$

и сохраняется два члена этого разложения, тогда уравнение (10) сводится к линейному:

$$\dot{p}_{\text{заб}}^{**} = \dot{p}_{\text{заб}}(t_0^{**}) + \dot{p}_{\text{заб}}'(t_0^{**})\Delta t, \quad (11)$$

$$\Delta t = \frac{\dot{p}_{\text{заб}}^{**} - \dot{p}_{\text{заб}}(t_0^{**})}{\dot{p}_{\text{заб}}'(t_0^{**})}, \quad (12)$$

Полученное значение $t^{**} = t_0^{**} + \Delta t$ принимается за первое приближение:

$$t_1^{**} = t_0^{**} + \frac{\dot{p}_{заб}^{**} - \dot{p}_{заб}(t_0^{**})}{\dot{p}_{заб}'(t_0^{**})}, \quad (13)$$

Далее необходимо проверить условие:

$$|\dot{p}_{заб}^{**} - \dot{p}_{заб}(t_0^{**})| < \varepsilon, \quad (14)$$

Если условие не сходится, то процедура определения времени t^{**} повторяется, каждый раз принимая за начальное приближение полученное.

Максимальный динамический уровень в межтрубном пространстве скважины определяется по найденному значению времени t^{**} . Сначала необходимо найти давление на забое, соответствующее времени окончания снижения динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины, по формуле:

$$p_{заб}(t^{**}) = p_{пл} - \frac{Q_0}{c} \left((t^{**} - t^*) - \frac{\alpha(t^{**} - t^*)^2}{2} + \frac{8}{15} \cdot \frac{\beta(t^{**} - t^*)^{5/2}}{\sqrt{\pi}} - \frac{\gamma'(t^{**} - t^*)^3}{6} + \dots \right), \quad (15)$$

Учитывая, что на втором этапе вывода скважины на режим затрубное давление на манометре приблизительно равно 0, и по всему стволу находится жидкость глушения [4], давление на забое определяется по следующей формуле:

$$p_{заб}(t) = \rho_{ж.гл} g h(t), \quad (16)$$

Высота столба жидкости определяется как разность между глубиной верхних дыр перфорации и динамическим уровнем:

$$h(t) = H_{пл} - H_{дин}(t), \quad (17)$$

Из уравнений (16) и (17) определяется значение динамического уровня в момент времени t :

$$H_{дин}(t) = H_{пл} - \frac{p_{заб}(t)}{\rho_{ж.гл} g}, \quad (18)$$

Подстановкой в уравнение (18) найденного значения забойного давления $P_{\text{заб}}(t^{**})$ определяется максимальный динамический уровень $H_{\text{дин}}(t^{**})$, соответствующий времени окончания снижения динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины t^{**} :

$$H_{\text{дин}}(t^{**}) = H_{\text{пл}} - \frac{p_{\text{заб}}(t^{**})}{\rho_{\text{ж.г.л}}g}, \quad (19)$$

Таким же образом по методике предварительного прогноза был рассчитан ряд скважин ОАО «Самаранефтегаз». Все результаты расчета совместно с фактическими данными сведены в табл. 1.

Таблица 1

Расчетные и фактические данные о выводе скважины на режим по ряду скважин

№ п/п	Месторождение	№ скв.	Н**, м			t**, мин			t*, мин			Н*, м		
			факт	расчет	абс. погр.	факт	расчет	абс. погр.	факт	расчет	абс. погр.	факт	расчет	абс. погр.
1	Западно-Коммунарское	56	717	826	-109	75,00	64,70	10,30	9,75	5,00	4,75	325	325,14	-0,14
2	Садовое	5	1533	1675	-142	2145	1915,49	229,52	22	16,20	5,80	240	235,41	4,59
3	Уваровское	174	467	556	-89	70	61,88	8,12	5	2,64	2,36	320	324,64	-4,64
4	Радаевское	404	186	209	-23	545	488,87	56,14	10	6,34	3,66	108	112,15	-4,15
5	Дмитриевское	406	1509	1662	-153	1280	1118,72	161,28	5	3,12	1,88	1396	1357,67	38,33
6	Сосновское	504	942	1071	-129	270	237,06	32,94	10	8,61	1,39	386	395,13	-9,13
7	Горбуновское	38	751	812	-61	235	209,86	25,15	10	7,52	2,48	730	745,97	-15,97
8	Радаевское	41	810	893	-83	447	400,96	46,04	5	3,34	1,66	220	217,94	2,06
9	Винно-Банновское	157	837	932	-95	270	244,08	25,92	10	7,69	2,31	487	486,47	0,53
10	Алакаевское	507	772	876	-104	335	296,81	38,19	5	2,15	2,85	375	387,59	-12,59
11	Ветлянское	232	1570	1724	-154	570	511,29	58,71	15	11,51	3,49	165	163,25	1,75
12	Бариновско-Лебяжинское	11	971	1094	-123	910	819,91	90,09	10	6,89	3,11	173	169,99	3,01

Примечание:

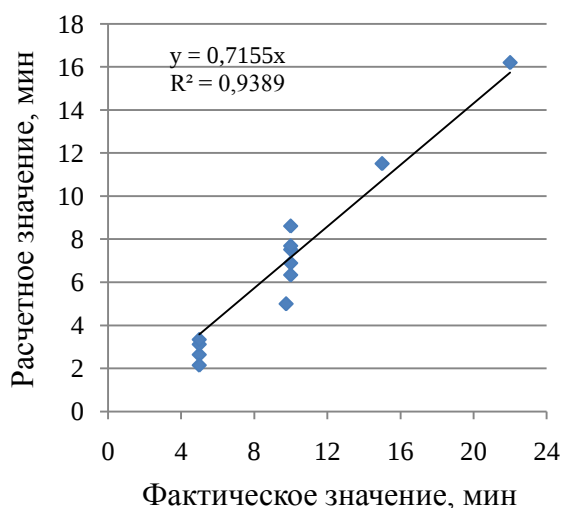
t^* - время начала притока жидкости из пласта;

t^{**} - время окончания снижения динамического уровня;

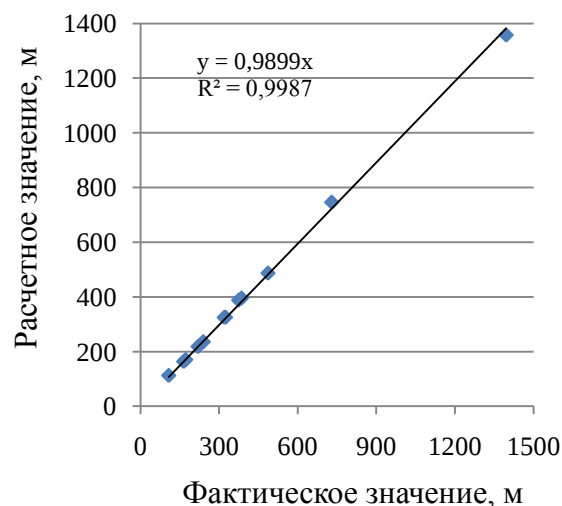
H^* - динамический уровень жидкости, соответствующий началу притока;

H^{**} - максимальный динамический уровень жидкости

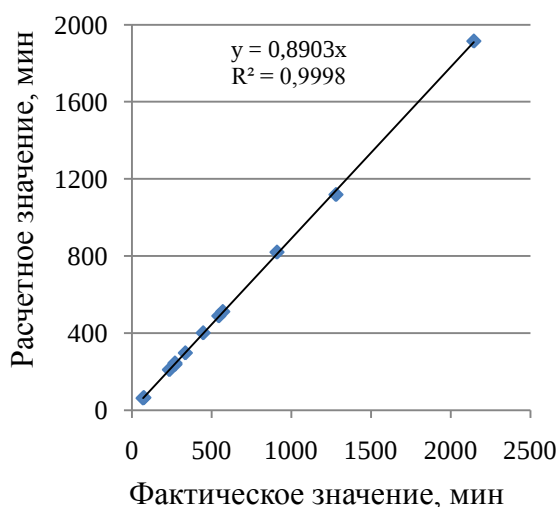
Для наглядного сравнения ключевых расчетных и фактических значений при выводе на режим скважин, оборудованных УЭЦН, были построены графики, представленные на рис. 2 - 5.



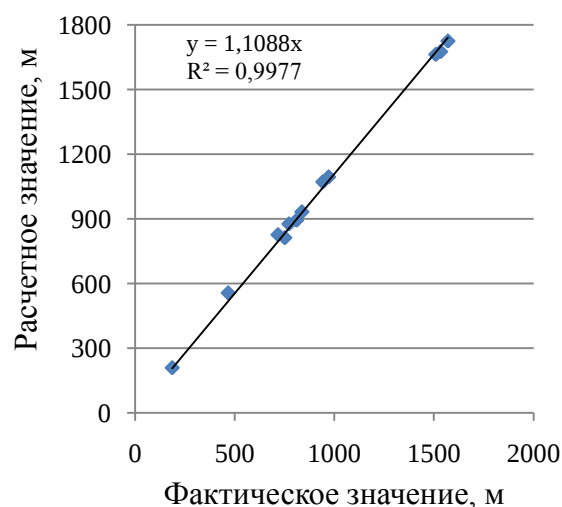
**Рис. 2. Время начала притока
жидкости из пласта**



**Рис. 3. Динамический уровень
притока жидкости из пласта**



**Рис. 4. Время окончания снижения
динамического уровня**



**Рис. 5. Максимальный динамический
уровень**

Как видно из рис. 2 - 5 все ключевые значения при выводе скважины на режим сходятся с фактическими значениями с достаточной достоверностью.

Вывод. Разработанная математическая модель процесса вывода на режим скважины, оборудованной УЭЦН, после глушения учитывает только первые два этапа вывода на режим. Поскольку после начала повышения динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве приток жидкости из пласта уже достаточный для охлаждения ПЭД и нет риска срыва подачи насоса, вследствие откачки жидкости из межтрубного пространства до приема насоса, рассмотрение первых двух этапов целесообразно для последующего прогнозирования [5 – 7]. Таким образом, разработанная математическая модель состоит из двух частей: первая – линейная, включающая работу системы «Скважина-УЭЦН», так как на первом этапе вывода скважины на режим происходит откачка жидкости только из межтрубного пространства и пласт не работает; вторая – криволинейная, которая рассматривает работу системы «Пласт-Скважина-УЭЦН», так как жидкость на втором этапе на прием насоса поступает как из межтрубного пространства скважины, так и из пласта. Для использования разработанной модели необходимо знать параметры скважины и коллекторские свойства пласта.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00248.

Список литературы

1. Баландин Л.Н., Математическая модель процесса вывода на режим скважины, оборудованной УЭЦН/ Баландин Л.Н., Астафьев В.И., Грибенников О.А.// SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2014. SPE-171306-RU.
2. Баландин Л.Н., Грибенников О.А. Способ определения забойного давления в нефтяной скважине, оборудованной погружным электронасосом// Патент РФ № 2515666 от 18.03.2014 года.
3. Баландин Л.Н., Грибенников О.А. Определение забойного давления по кривой вывода на режим// В сб.: X Международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (Туапсинский р-н, п. Агой, 29 сентября- 4 октября 2013 года). - с. 123-125.

4. Баландин Л.Н., Грибенников О.А. Изучение распределения плотности жидкости в межтрубном пространстве при выводе скважины на режим// Территория НЕФТЕГАЗ. 2013, - №3. - С. 86-88.
5. 5.Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч. - М: Нефть и газ - 2003. - 768 с.
6. Ивановский В.Н., Пекин С.С., Сабиров А.А. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. - М: Нефть и газ - 2002. - 256 с
7. Инструкция по выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН с применением частотных преобразователей. -Нижневартовск: ОАО «ННП». - 57 с.

Сведения об авторах

Баландин Лев Николаевич, кандидат технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Самарский государственный технический университет, г. Самара, Российская федерация

E-mail: balandin.ln@samgtu.ru

Грибенников Олег Алексеевич, кандидат технических наук, старший преподаватель, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Самарский государственный технический университет, г. Самара, Российская федерация

E-mail: gribennikov.oa@samgtu.ru

Мельников Арсений Алексеевич, магистрант, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Самарский государственный технический университет, г. Самара, Российская федерация

E-mail: arsmelnikov@yandex.ru

Authors

Balandin L.N., PhD, Associate Professor, State Federal-Funded Educational Institution of Higher Professional Education Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

E-mail: balandin.ln@samgtu.ru

Gribennikov O.A., PhD, Senior Lecturer, State Federal-Funded Educational Institution of Higher Professional Education Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

E-mail: gribennikov.oa@samgtu.ru

Melnikov A.A., Master's Degree Student, State Federal-Funded Educational Institution of Higher Professional Education Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

E-mail: arsmelnikov@yandex.ru

Грибенников Олег Алексеевич
443100, Российская Федерация
г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
Тел.: +7 (917) 9475532
E-mail: gribennikov.oa@samgtu.ru