

УДК 622.276.53

DOI: 10.18799/24131830/2024/11/4533

Шифр специальности ВАК: 05.04.07

Математическая модель режима работы системы для одновременно-раздельной эксплуатации скважины

К.Р. Уразаков[✉], А.С. Тотанов, Л.А. Муталова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

[✉]urazakk@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Тенденция развития технологий добычи нефти связана с множеством актуальных тематик. Одним из таких актуальных направлений является технология одновременно-раздельной эксплуатации скважины, в частности, включающей два электроцентробежных насоса и двусторонний погружной электродвигатель. Наличие двух пластов на забое скважины подразумевает подбор оптимальных компоновок, технологических параметров насосов, перекачивающих нефть. Рассматривая процесс добычи из двух независимых пластов в скважине согласно указанной технологии, было установлено, что имеется высокая потребность в подборе корректных параметров установок на этапе проектирования. При отсутствии корректного подбора технологических параметров установок на этапе проектирования дальнейшая эксплуатация скважины с двумя независимыми пластами может быть экономически нецелесообразной, а в некоторых случаях нереализуемой, что обусловлено рядом причин. Во-первых, при отсутствии обеспечения необходимой депрессии на каждый конкретный пласт возможен противоток жидкости, вследствие чего один из насосов не будет участвовать в процессе добычи. Во-вторых, при эксплуатации компоновки, производительность которой значительно превышает производительность (приток жидкости из пласта) скважины, возможен срыв подачи насоса и, как следствие, имеется риск потенциального отказа. В связи с этим крайне актуальной задачей на текущий момент является обеспечение корректного подбора технологических параметров установок электроцентробежных насосов, применяемых в процессе одновременно-раздельной эксплуатации скважин с двумя независимыми пластами. **Цель.** Разработка математической модели, позволяющей подобрать оптимальные технологические параметры компоновки, состоящей из двух электроцентробежных насосов и двустороннего погружного электродвигателя, применяемых при одновременно-раздельной эксплуатации скважин с двумя независимыми пластами. **Методы.** Методы численного моделирования для анализа режима работы электроцентробежных насосов в условиях добычи нефти из двух независимых пластов. **Результаты и выводы.** Получено, что разработанная математическая модель режима работы системы для одновременно-раздельной эксплуатации скважин позволяет оценить потенциал каждого индивидуального подобранного насоса при добыче нефти (в динамике по времени) путём анализа депрессии на каждый отдельный пласт, а также моделирования процесса с учетом потенциального обратного перетока жидкости и срыва подачи.

Ключевые слова: одновременно-раздельная добыча нефти, установка электроцентробежного насоса, одновременно-раздельная эксплуатация скважины, пласт, обводнённая нефть, добыча нефти из двух пластов

Для цитирования: Уразаков К.Р., Тотанов А.С., Муталова Л.А. Математическая модель режима работы системы для одновременно-раздельной эксплуатации скважины // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 11. – С. 219–227. DOI: 10.18799/24131830/2024/11/4533

UDC 622.276.53

DOI: 10.18799/24131830/2024/11/4533

Mathematical model of the system performance mode for simultaneous separate well operation

K.R. Urazakov[✉], A.S. Totanov, L.A. Mutalova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

[✉]urazakk@mail.ru

Abstract. Relevance. The trend of oil production technology development is related to many relevant topics. One of such actual directions is the technology of simultaneous separate well operation, in particular, including two electric centrifugal pumps and double-sided submersible electric motor. The presence of two formations at the bottomhole implies the selection of the optimal layout, technological parameters of pumps pumping oil. Considering production from two independent formations in the well according to the mentioned technology, there is a high need in selection of correct parameters of installations at the design stage. In the absence of correct selection of technological parameters of units at the design stage, further operation of a well with two independent formations can be economically inexpedient, and in some cases unrealizable, which is due to a number of reasons. First, if the necessary underbalance is not provided for each particular formation, counterflow of fluid may occur and one of the pumps will not participate in the production process. Secondly, when operating an arrangement, which capacity significantly exceeds the capacity (fluid flow from the reservoir) of the well, there is a possibility of pumping failure and, as a consequence, there is a risk of potential failure. In this regard, an extremely urgent task at the moment is to ensure correct selection of technological parameters of electric centrifugal pump units used in simultaneous separate operation of wells with two independent formations. **Aim.** Development of a mathematical model that allows selecting the optimal technological parameters of the arrangement consisting of two electric centrifugal pumps and a double-sided submersible motor, used for simultaneous separate operation of wells with two independent formations. **Methods.** Numerical simulation methods for analyzing the operation mode of electric centrifugal pumps in conditions of oil production from two independent reservoirs. **Results and conclusions.** It was obtained that the developed mathematical model of the system operation mode for simultaneous separate operation of wells allows estimating the potential of each individual selected pump during oil production (in time dynamics) by analyzing the depression on each individual reservoir, as well as modeling the process taking into account the potential backflow of liquid and supply failure.

Keywords: simultaneous separate oil production, installation of electric centrifugal pump, simultaneous separate well operation, reservoir, watered oil, oil production from two reservoirs

For citation: Urazakov K.R., Totanov A.S., Mutalova L.A. Mathematical model of the system performance mode for simultaneous separate well operation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 11, pp. 219–227. DOI: 10.18799/24131830/2024/11/4533

Введение

В настоящий момент развитие механизированной добычи требует поиска более совершенных технико-технологических методов для эксплуатации скважин с двумя пластами. Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) скважины подразумевает возможность перекачивания нефти из двух пластов, например, с помощью компоновки, включающей два электроцентробежных насоса, двусторонний погружной электродвигатель и вспомогательное оборудование. Подобное техническое решение получило широкое распространение на текущий момент времени. Указанное решение обладает рядом преимуществ – возможность создания независимой депрессии на каждый пласт, сокращение капитальных затрат на строительство скважин, обеспечение большего охвата при разработке месторождения и т. д. Известные технико-технологические решения для обеспечения ОРЭ обладают рядом недостатков, обусловленных сложностью технического оснащения скважины для обеспечения бесперебойной перекачки пластовой жидкости, а также сложностью подбора параметров насосов.

Известные методики расчета и математические модели, предназначенные для подбора параметров компоновки ОРЭ имеют строго определенную область применения и направлены на решение конкретных задач. К примеру, рассматривая компоновку ОРЭ, включающую установку электроцентробежного насоса (УЭЦН) и скважинного штангового насоса (УСШН), стоит отметить, что основное

назначение указанной системы заключается в перекачке нефти с разной вязкостью (более вязкая жидкость перекачивается УСШН, менее вязкая жидкость – УЭЦН), что обусловлено различными пластовыми условиями в скважине. Известны математические модели, позволяющие смоделировать эксплуатацию такой схемы ОРЭ, оценить влияние теплового потока, выделяемого от каждого конкретного насоса, тем самым определить наличие снижения вязкости и гидравлических сопротивлений в насосно-компрессорных трубах (НКТ). Однако подобная математическая модель не учитывает параметры, характеризующие депрессию пласта, и предназначена для описания компоновки ОРЭ, включающей УЭЦН и УСШН, и, как следствие, ее применение не представляется возможным для предлагаемой компоновки ОРЭ. В связи с чем предложена математическая модель, позволяющая решить текущие задачи, связанные с определением оптимальной компоновки для обеспечения эффективной ОРЭ скважины [1]. На рис. 1 представлена типовая компоновка системы для ОРЭ [2].

Разработанное техническое решение работает следующим образом. При работе компоновки для совместно-раздельной эксплуатации двух нефтяных пластов нефть из нижнего пласта в подпакерном пространстве – 1 поступает через хвостовик – 3 к ЭЦН-1 – 4, затем поток жидкости поступает через выкидные отверстия – 6 в затрубное пространство, сообщенное с верхним пластом в надпакерном пространстве – 5.

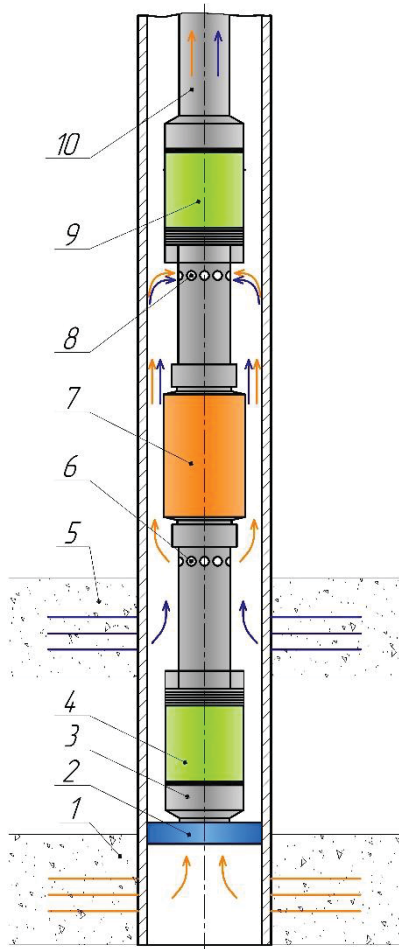


Рис. 1. Схема компоновки для совместно-раздельной эксплуатации двух нефтяных пластов: 1 – нижний пласт в подпакерном пространстве; 2 – нижний пакер; 3 – хвостовик; 4 – электроцентробежный насос-1 (ЭЦН-1); 5 – верхний пласт в надпакерном пространстве; 6 – выкидные отверстия; 7 – двусторонний погружной электродвигатель (ПЭД); 8 – приемные отверстия; 9 – электроцентробежный насос-2 (ЭЦН-2); 10 – насосно-компрессорные трубы (НКТ)

Fig. 1. Layout scheme for joint-separate exploitation of two oil reservoirs: 1 – lower formation in the sub-packer space; 2 – lower packer; 3 – liner; 4 – electric submersible pump-1 (ESP-1); 5 – upper formation in the above-packer space; 6 – discharge holes; 7 – double-sided submersible electric motor (SEM); 8 – receiving holes; 9 – electric submersible pump-2 (ESP-2); 10 – tubing

Поток жидкости, нагнетаемый от ЭЦН-1 – 4 и поток жидкости от верхнего пласта в надпакерном пространстве – 5 смешиваются в затрубном пространстве и поступают на приемные отверстия – 8 к ЭЦН-2 – 9. ЭЦН-2 – 9 нагнетает поступающий объем жидкости с нижнего пласта в подпакерном пространстве – 1 и объем жидкости с верхнего пласта в надпакерном пространстве по насосно-компрессорным трубам – 10. Вращение рабочих

колес ЭЦН-1 – 4 и ЭЦН-2 – 9 обеспечивается за счет наличия в компоновке двустороннего погружного электродвигателя – 7. Указанная компоновка ОРЭ позволяет достичь независимую депрессию на каждый пласт.

К преимуществам указанного технического решения следует отнести возможность создавать необходимую депрессию на каждый пласт, используя частотное регулирование вращения ротора двигателя [3–6]. Для подбора элементов компоновки и обеспечения оптимального технологического процесса добычи нефти разработана математическая модель, описывающая процесс истечения жидкости из каждого отдельного пласта, а также всасывание и её перекачивание с помощью двух ЭЦН с учетом гидродинамических потерь и конструкции скважины [6–8].

Принятые допущения при разработке математической модели, описывающей гидродинамический процесс работы системы ОРЭ скважины [9, 10]:

- плотность, вязкость и сжимаемость жидкости постоянные;
- напорно-расходные характеристики секций ЭЦН описываются полиномом второй степени с постоянными коэффициентами;
- приток жидкости из пласта линейно возрастает при увеличении депрессии на пласт (разницы между пластовым давлением и давлением в скважине на глубине залегания пласта).

Описание динамики давления на приеме и выкиде ЭЦН-1

Приток жидкости из пласта и подача секции насоса связаны уравнением (при этом в уравнении присутствует слагаемое, отвечающее за наличие потенциальной остаточной жидкости на приеме ЭЦН-1 $Q_{ост.пр1}$, неоткаченной насосом, увеличение которой происходит в том случае, когда подача нижней секции насоса ниже, чем приток жидкости с пласта) [11–13]:

$$Q_{пл.н} = Q_{эцн1} + Q_{ост.пр1} = \frac{dV_{эцн1}}{dt} + \frac{dV_{ост.пр1}}{dt} = K_{пл.н}(p_{пл.н} - p_{заб1}), \quad (1)$$

$\frac{dV_{эцн1}}{dt}$ – объем жидкости, в единицу времени откачиваемый ЭЦН-1; $\frac{dV_{ост.пр1}}{dt}$ – объем жидкости, в единицу времени накапливающийся на приеме ЭЦН-1;

$Q_{эцн1}$ – подача ЭЦН-1, м³/с; $Q_{ост.пр1}$ – приток неоткаченной жидкости на приеме ЭЦН-1 при $Q_{эцн1} < Q_{пл.н}$, м³/с; $K_{пл.н}$ – коэффициент продуктивности нижнего пласта; $p_{пл.н}$ – пластовое давление нижнего пласта, Па; $p_{заб1}$ – забойное давление на уровне нижнего пласта, Па.

При этом забойное давление и давление на приеме ЭЦН-1 связаны уравнением [14]:

$$p_{заб1} = p_{пр.эцн1} + \rho_{ж}g(H_{пл.н} - H_{эцн1}),$$

где $H_{пл.н}$ – глубина залегания нижнего пласта, м.

Изменение забойного давления в системе нижний пласт–ЭЦН-1 можно выразить следующим образом [14]:

$$\frac{dp_{заб1}}{dt} = \frac{E}{V_0} \left(\frac{dV_{ост.пр1}}{dt} \right), \quad (2)$$

где E – модуль упругости жидкости, Па⁻¹;

$$V_0 = \frac{\pi d_{эк}^2}{4} (H_{заб} - H_{п}) + \frac{\pi d_{хв}^2}{4} (H_{хв} - H_{эцн1})$$

– начальный объем жидкости в подпакерном пространстве, м³; $d_{эк}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны (ЭК), м; $d_{хв}$ – внутренний диаметр хвостовика, м; $H_{п}$ – глубина установки пакера, м; $H_{заб}$ – глубина забоя скважины, м; $H_{хв}$ – глубина установки хвостовика, м; $H_{эцн1}$ – глубина спуска ЭЦН-1, м.

Из уравнения (1) возможно также выразить изменение потенциальной остаточной жидкости, не откаченной ЭЦН-1 [15–17]:

$$\frac{dV_{ост.пр1}}{dt} = K_{пл.н} (p_{пл.н} - p_{заб1}) - Q_{эцн1}. \quad (3)$$

Из уравнений (2) и (3) следует выражение для изменения давления на приеме ЭЦН-1:

$$\frac{dp_{заб1}}{dt} = \frac{E}{V_0} (K_{пл.н} (p_{пл.н} - p_{заб1}) - Q_{эцн1}).$$

Напор и расход ЭЦН-1 связаны следующим соотношением [15–18]:

$$H_{н.эцн1} = (1 - S)^2 \alpha'_0 + (1 - S) \alpha'_1 Q_{эцн1} - \alpha'_2 Q_{эцн1}^2, \quad (4)$$

где $\alpha'_0, \alpha'_1, \alpha'_2$ – коэффициенты аппроксимирующего полинома; S – параметр погружного электродвигателя (ПЭД).

В общем случае зависимость между давлением на приеме насоса и расходом жидкости в процессе откачки жидкости связана соотношением [18, 19]:

$$\begin{aligned} p_{пр.эцн1} &= p_{пр.эцн2} + \rho_{ж}g(H_{эцн1} - H_{эцн2}) - \rho_{ж}gH_{н.эцн1} = \\ &= p_{пр.эцн2} + \rho_{ж}g(H_{эцн1} - H_{эцн2}) - \rho_{ж}g((1 - S)^2 \alpha'_0 + \\ &\quad + (1 - S) \alpha'_1 Q_{эцн1} - \alpha'_2 Q_{эцн1}^2), \end{aligned} \quad (5)$$

где $\alpha'_0, \alpha'_1, \alpha'_2$ – коэффициенты аппроксимирующего полинома; S – параметр погружного электродвигателя (ПЭД); $H_{эцн2}$ – глубина спуска ЭЦН-2, м; $p_{пр.эцн2}$ – давление на приеме ЭЦН-2, Па.

Однако расход жидкости в уравнениях (4), (5) выражен неявно, в связи с этим необходимо преобразовать уравнение (5) на основе решения квадратного уравнения, представленного в виде $ax^2 + bx + c = 0$, очевидно, что в уравнении (5) имеются следующие зависимости:

$$a = \rho_{ж}g\alpha'_2$$

$$b = -\rho_{ж}g(1 - S)\alpha'_1$$

$$c = p_{пр.эцн2} - p_{пр.эцн1} +$$

$$+\rho_{ж}g(H_{эцн1} - H_{эцн2}) - \rho_{ж}g((1 - S)^2 \alpha'_0).$$

С учетом принятых коэффициентов квадратного уравнения (6) решение уравнения (5) запишется в виде:

$$\begin{aligned} Q_{эцн1} &= \\ &= \frac{\rho_{ж}g(1 - S)\alpha'_1 + \sqrt{(\rho_{ж}g(1 - S)\alpha'_1)^2 - 4\rho_{ж}g\alpha'_2(p_{пр.эцн2} - p_{пр.эцн1} + \rho_{ж}g(H_{эцн1} - H_{эцн2}) - \rho_{ж}g(1 - S)^2 \alpha'_0)}}{2\rho_{ж}g\alpha'_2}, \end{aligned}$$

где $\alpha'_0, \alpha'_1, \alpha'_2$ – коэффициенты аппроксимирующего полинома; S' – параметр погружного электродвигателя; $p_{вык.эцн1}$ – давление на выкиде ЭЦН-1, Па.

Описание динамики давления на приеме и выкиде ЭЦН-2

Аналогично запишется уравнение баланса расходов на уровне верхнего пласта с учетом ранее полученных выражений для определения расхода на приеме ЭЦН-1, то есть необходимо учесть приток с верхнего пласта и от ЭЦН-1, отток жидкости через ЭЦН-2 и аналогично остаточную жидкость, не откаченную ЭЦН-2 [11–13]:

$$Q_{пл.в} + Q_{эцн1} = Q_{эцн2} + Q_{ост.пр2} =$$

$$\frac{dV_{эцн2}}{dt} + \frac{dV_{ост.пр2}}{dt} = K_{пл.в} (p_{пл.в} - p_{заб2}) + Q_{эцн1}, \quad (6)$$

где $\frac{dV_{эцн2}}{dt}$ – объем жидкости, в единицу времени откачиваемый ЭЦН-2; $\frac{dV_{ост.пр2}}{dt}$ – объем жидкости, в единицу времени накапливающийся на приеме ЭЦН-2; $Q_{эцн2}$ – подача ЭЦН-2, м³/с; $Q_{ост.пр2}$ – приток неоткаченной жидкости на приеме ЭЦН-2 при $Q_{эцн2} < Q_{пл.в}$, м³/с; $K_{пл.в}$ – коэффициент продуктивности верхнего пласта; $p_{пл.в}$ – пластовое давление верхнего пласта, Па; $p_{пр.эцн2}$ – давление на приеме ЭЦН-2, Па; $p_{заб2} = p_{пр.эцн2} + \rho_{ж}g(H_{пл.в} - H_{эцн2})$ – забойное давление на уровне верхнего пласта, Па; $H_{пл.в}$ – глубина залегания верхнего пласта, м.

Изменение давления на приеме ЭЦН-2 связано с изменением гидростатического давления столба жидкости динамического уровня и описывается следующим образом [20, 21]:

$$dp_{заб2} = dp_d = dH_d \rho_{ж}g, \quad (7)$$

где p_d – давление столба жидкости динамического уровня в затрубном пространстве на глубине верхнего пласта, Па

Из уравнения (6) и (7) можно также выразить приращение потенциальной остаточной жидкости, не откаченной ЭЦН-2, изменение объема которой приводит к повышению или понижению высоты столба жидкости динамического уровня:

$$\frac{dH_d}{dt} = \frac{1}{S_{затр}} (K_{пл.в} (p_{пл.в} - p_{заб2}) - Q_{эцн2} + Q_{эцн1}), \quad (8)$$

где $S_{затр} = \frac{\pi(d_{эк}^2 - D_{нкт}^2)}{4}$ – площадь поперечного сечения затрубного пространства на уровне ЭЦН-2, м²; $d_{эк}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $D_{нкт}$ – внешний диаметр НКТ, м; $H_{пл.в}$ – глубина залегания верхнего пласта, м.

Отсюда следует выражение для определения давления на приеме ЭЦН-2 с учетом изменения динамического уровня, который в свою очередь зависит от суммарного оттока и притока жидкости (следствие уравнения (8)):

$$\frac{dp_{пр.эцн2}}{dt} = \frac{dp_d}{dt} = \frac{dH_d}{dt} \rho_{жg} = \rho_{жg} \frac{1}{S_{затр}} (K_{пл.в} (p_{пл.в} - p_{заб2}) - Q_{эцн2} + Q_{эцн1}),$$

Аналогично ранее приведенному уравнению для оттока потока в ЭЦН-1 запишется уравнение оттока жидкости в ЭЦН-2 (с учетом граничного условия по давлению на устье):

$$Q_{эцн2} = \frac{\rho_{жg}(1-S)\alpha_1'' + \sqrt{(\rho_{жg}(1-S)\alpha_1'')^2 - 4\rho_{жg}\alpha_2''(p_{вык.эцн2} - p_{пр.эцн2} - \rho_{жg}(1-S)^2\alpha_0'')}}{2\rho_{жg}\alpha_2''},$$

где α_0'' , α_1'' , α_2'' – коэффициенты аппроксимирующего полинома; S – параметр двигателя; $p_{вык.эцн2} = p_y + \rho_{жg}H_{эцн2} + \Delta p$ – давление на выкиде ЭЦН-2, Па; p_y – устьевое давление в выкидном трубопроводе, Па; $\Delta p = \lambda_{нкт} \frac{H_{эцн2}}{d_{нкт}} \frac{Q_{эцн2}^2}{S_{нкт}^2} \frac{\rho_{жg}}{2}$ – потери по длине на участке от устьевой обвязки до глубины установки ЭЦН-2, Па; $\lambda_{нкт}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в НКТ; $d_{нкт}$ – внутренний диаметр НКТ, м; $H_{эцн2}$ – глубина установки ЭЦН-2, м; $S_{нкт}$ – площадь поперечного сечения НКТ, м².

Результаты исследования и их обсуждение

В рамках исследования произведено численное моделирование скважин № 1, 2, 3, месторождения X, расположенных в Приволжском федеральном округе и оборудованных компоновкой ОРЭ, включая ЭЦН-1 и ЭЦН-2. Цель расчета – исследовать возможность применения ЭЦН-1 и ЭЦН-2 при текущих параметрах скважины, а также оценить достоверность разработанной математической модели.

В ходе моделирования в модели приняты следующие параметры:

- пластовое давление верхнего пласта $p_{пл.в}$, МПа;
- пластовое давление нижнего пласта $p_{пл.н}$, МПа;
- коэффициент продуктивности верхнего пласта $K_{пл.в}$, м³/(сут·МПа);
- коэффициент продуктивности нижнего пласта $K_{пл.н}$, м³/(сут·МПа);
- внешний диаметр НКТ-1 $D_{нкт}$, мм;

- внутренний диаметр НКТ-1 $d_{нкт}$, мм;
- внутренний диаметр эксплуатационной колонны $d_{эк}$, мм;
- глубина установки насоса ЭЦН-2 $H_{сп2}$, м;
- глубина установки насоса ЭЦН-1 $H_{сп1}$, м;
- параметры ЭЦН-2: номинальная подача $Q_{эцн2.ном}$, м³/сут, номинальный напор $H_{эцн2.ном}$, м;
- параметры ЭЦН-1: номинальная подача $Q_{эцн1.ном}$, м³/сут, номинальный напор $H_{эцн1.ном}$, м;
- плотность жидкости $\rho_{ж}$, кг/м³;
- модуль упругости жидкости E , МПа⁻¹;
- вязкость жидкости μ , мПа·с;
- давление на устье (в выкидной линии) скважины p_y , МПа;
- глубина забоя $H_{заб}$, м.

Значения параметров каждой моделируемой скважины и компоновки ОРЭ представлены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры для моделирования ОРЭ

Table 1. Simultaneous separate operation (SSO) modeling parameters

Параметры скважин Well parameter	Скважина/Well		
	1	2	3
$p_{пл.в}$, МПа/ $p_{res.top}$, МПа	16,8	17,3	16,5
$p_{пл.н}$, МПа/ $p_{res.bot}$, МПа	18,3	18,1	17,3
$K_{пл.в}$, м ³ /(сут·МПа)/ $K_{res.top}$, м ³ /(day·МПа)	1,2	7	3,42
$K_{пл.н}$, м ³ /(сут·МПа)/ $K_{res.bot}$, м ³ /(day·МПа)	2,9	2,48	2,75
$D_{нкт}$, мм/ d_{tub} , mm	73	73	73
$d_{эк}$, мм/ d_{cas} , mm	62	62	62
$H_{сп2}$, м/ H_{depth2} , m	2283	2245	1660
$H_{сп1}$, м/ H_{depth1} , m	2375	2315	1790
$Q_{эцн2.ном}$, м ³ /сут/ $Q_{esp2.ном}$, м ³ /day	50	160	60
$Q_{эцн1.ном}$, м ³ /сут/ $Q_{esp1.ном}$, м ³ /day	45	125	45
$H_{эцн2.ном}$, м/ $H_{esp2.ном}$, m	2200	2100	2050
$H_{эцн1.ном}$, м/ $H_{ezn1.ном}$, m	500	700	500
$\rho_{ж}$, кг/м ³ / ρ_{liq} , kg/m ³	1100	1050	1132
E , МПа ⁻¹ /MPa ⁻¹	1350	1350	1350
μ , мПа·с/MPa·s	2,81	3,08	3,36
p_y , МПа/ $p_{wellhead}$, MPa	2,2	1,8	1,4
$H_{заб}$, м/ $H_{bottomhole}$, m	2526	2350	2325

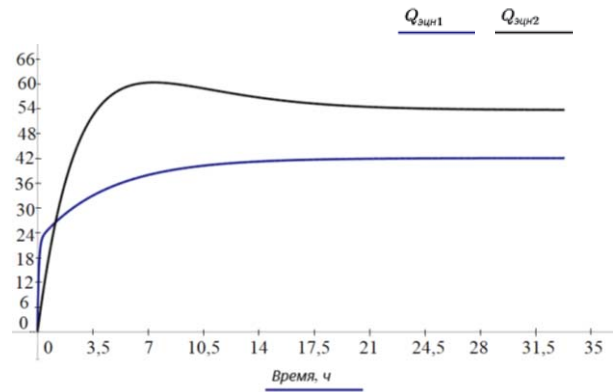


Рис. 2. Зависимость подачи ЭЦН-1 и ЭЦН-2 по времени для скважины № 1

Fig. 2. Time dependence of ESP-1 and ESP-2 flow rate for well No. 1

На рис. 2 представлена подача ЭЦН-1 и ЭЦН-2 в динамике, смоделированная для скважины № 1. Математическая модель скважины и компоновки ОРЭ учитывает процесс работы ЭЦН-1 и ЭЦН-2 после пуска. Развиваемая подача ЭЦН-1 в установившемся режиме работы составляет порядка 40,8 м³/сут, а ЭЦН-2 – около 50,3 м³/сут. Время вывода ЭЦН-1 и ЭЦН-2 на установившийся режим составляет около 21 часа.

На рис. 3 аналогично получены зависимости давлений на приеме ЭЦН-1 и ЭЦН-2 по времени.

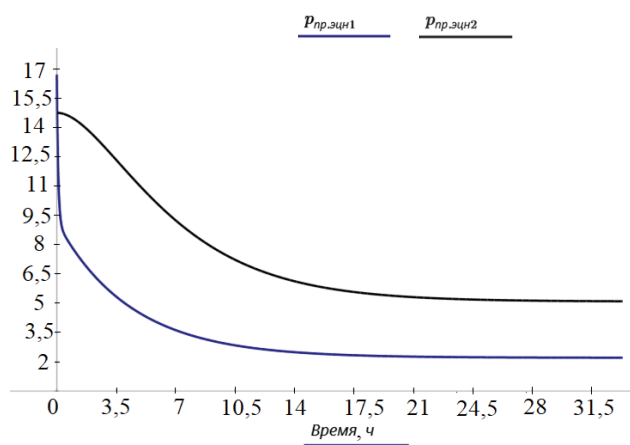


Рис. 3. Зависимость давлений на приеме ЭЦН-1 и ЭЦН-2 по времени для скважины № 1

Fig. 3. Time dependence of pressures at the intake of sections of ESP-1 and ESP-2 for well No. 1

Исходя из полученных зависимостей видно, что давление на приеме ЭЦН-1 снижается с начального значения 16,5 до 2,5 МПа, а давление на приеме ЭЦН-2 снижается с начального значения 15 до 5,7 МПа. Соответственно режим стабилизации давлений на приеме ЭЦН-1 и ЭЦН-2 составляет 21 час. Развиваемая насосами депрессия на каждый конкретный пласт позволяет достичь оптимального баланса между притоком жидкости из пласта и оттоком жидкости в ЭЦН-1 и ЭЦН-2.

В табл. 2 представлены полученные результаты моделирования (для скважин 1–3), сопоставленные

с фактическими значениями на основе промысловых данных.

По результатам моделирования получены коррелируемые расчетные и фактические значения. Для скважины № 1 отклонение подачи для ЭЦН-1 от фактического значения составляет не более 2,9 %, что соответствует наименьшему значению погрешности в рамках моделирования. Для скважины № 2 также имеется отклонение фактического значения давления на приеме ЭЦН-1 от фактического и составляет 11,1 %, указанное значение погрешности является максимальным в рамках моделирования. Среднее значение погрешности составило 6,49 %, что сопоставимо с погрешностью приборов для измерения параметров (погрешность датчика давления и расходомера в системе телеметрии составляет около 5 %). Отклонение расчетных и фактических значений давления на приеме и развиваемых подач ЭЦН-1 и ЭЦН-2 связаны со следующими потенциальными причинами:

- 1) технические: возможен некорректный замер датчиков давления и расходомеров, показания которых передаются на станцию управления, в связи с чем требуется проведение ревизии и уточнение фактических значений, при этом указанная причина может быть связана с износом датчиков, вызванным наличием механических примесей в жидкости, отложений и отсутствием проверки приборов ввиду экономически затратных операций по спуску и подъему компоновки;
- 2) технологические: некорректно рассчитанные коэффициенты продуктивности нижнего и верхних пластов, что напрямую влияет на значение развиваемых подач ЭЦН-1 и ЭЦН-2 и, соответственно, на значение давлений на приеме насосов [22–25].

Выводы

1. Разработана математическая модель системы для одновременно-раздельной эксплуатации скважины, оборудованной компоновкой, состоящей из двух ЭЦН, позволяющая спрогнозировать вывод установки в установившийся режим работы.

Таблица 2. Расчетные и фактические значения для различных компоновок ОРЭ

Table 2. Calculated and actual values for different SSO layouts

Скв., № Well no.	Расчетные значения Calculated values				Фактические значения Actual values				Отклонение расчетных и фактических значений Deviation between calculated and actual values			
	$P_{пр.эцн2}$	$P_{пр.эцн1}$	$Q_{эцн2}$	$Q_{эцн1}$	$P_{пр.эцн2}$	$P_{пр.эцн1}$	$Q_{эцн2}$	$Q_{эцн1}$	$\Delta P_{пр.эцн2}$	$\Delta P_{пр.эцн1}$	$\Delta Q_{эцн2}$	$\Delta Q_{эцн1}$
	$P_{in.esp2}$	$P_{in.esp1}$	Q_{esp2}	Q_{esp1}	$P_{in.esp2}$	$P_{in.esp1}$	Q_{esp2}	Q_{esp1}				
	МПа/MPa	МПа/MPa	м³/сут/m³/day	м³/сут/m³/day	МПа/MPa	МПа/MPa	м³/сут/m³/day	м³/сут/m³/day	%			
1	5,7	2,5	50,3	40,8	5,4	2,3	53	42	5,6	8,7	5,1	2,9
2	4,1	2,0	135,1	35,4	3,8	1,8	140	38	5,2	11,1	3,5	6,8
3	6,4	2,1	75,2	40,9	6,1	1,9	71	38	4,9	10,5	5,9	7,6

2. Установлено, что при корректном подборе параметров установки обеспечивается оптимальный баланс между притоком из пласта и оттоком жидкости в полость секций насоса, что позволяет исключить риски срыва подачи и противотока жидкости (турбинное вращение рабочих колес насоса).
3. На основе полученных результатов моделирования скважин № 1, 2, 3, месторождения X, расположенных в Приволжском федеральном округе и оборудованных компоновкой ОРЭ, включая ЭЦН-1 и ЭЦН-2, технологический режим кото-

рых получен с учетом промысловых данных, подтверждена достоверность предложенной методики, при этом среднее значение погрешности составило 6,49 %. Основная причина погрешности в рамках моделирования заключается в определении точных значений ключевых параметров, таких как: коэффициенты продуктивности каждого отдельного пласта, предоставляемые на основе промысловых данных, а также значения показаний с датчиков давления на приеме и расходомеров ЭЦН-1 и ЭЦН-2.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукашов Г.Ю., Царьков И.В. Осложнения, возникающие при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН на Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении // Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1. – № 1 (12). – С. 98–100.
2. Погружной бесштанговый электронасос для совместно-раздельной эксплуатации двух нефтяных пластов: пат. № 115420, Российская Федерация, УИ; заявл. 08.12.2011; опубл. 27.04.2012, Бюл. № 12. – 7 с.
3. Исследование характеристик струйного насоса численным моделированием / К.Р. Уразаков, И.А. Мухин, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарычева, И.В. Волков // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 14. – С. 149–154.
4. Kaesti E.Y., Helmy M.F., Yusrizal M.Z. Production optimization with ESP methods on high GOR wells // AIP Conference Proceedings. – 2020. – Vol. 2245. – P. 030006.
5. Гафурова Н.Н. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений // Шаг в будущее: теоретические и прикладные исследования современной науки: Материалы XIX молодежной международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. – СПб., 2020. – С. 32–35.
6. Stewart M. Centrifugal pumps. – Houston: Gulf Professional Publ., 2019. – P. 61–309. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809895-0.00003-X>
7. Бахтияров Р.Х. Осложнения при эксплуатации скважин УЭЦН и методы повышения эффективности эксплуатации УЭЦН // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции. в 2-х т. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 28–32.
8. Гаврилов В.С. Анализ эффективности работы УЭЦН на Самотлорском месторождении // Ашировские чтения. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2021. – Т. 1. – № 1. – С. 222–226.
9. Ключева М.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация: преимущества и недостатки // Проблемы науки. – 2020. – № 8 (56). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/odnovremenno-razdelnaya-ekspluatatsiya-preimushchestva-i-nedostatki> (дата обращения: 06.11.2023).
10. Цику Ю.К., Захаров И.В. Опыт и перспективы одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений НГДУ «Комсомольскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 52–54.
11. Результаты и перспективы внедрения одновременно-раздельной эксплуатации пластов в одной скважине / А.И. Крякушин, Ю.В. Шляпников, А.А. Агафонов, В.И. Никишов // Территория нефтегаз. – 2009. – № 12. – С. 50–53.
12. Takacs G. Three inventions shaping the future of ESP technology // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 182. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol>
13. Мординов В.А. Определение давления у приема электроцентробежных насосов при откачке низкопенистой газированной нефти // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 61–63.
14. Щербачева А.С. Анализ технологии одновременно – раздельной эксплуатации скважин // Вестник науки и образования, 2019. – № 9-3 (63). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-tehnologii-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-skvazhin> (дата обращения: 06.11.2023).
15. Полозов М.Б., Колесова С.Б., Борхович С.Ю. Эффективность применения способа одновременно-раздельной эксплуатации при разработке турнейских, визейских и верейско-башкирских отложений // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 7 (67). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnost-primeneniya-sposoba-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-pri-razrabotke-turneyskih-vizeyskih-i-vereysko-bashkirskih> (дата обращения: 06.11.2023).
16. Нургалиев А.А., Хабибуллин Л.Т. Анализ эффективности одновременно-раздельной эксплуатации скважин на месторождениях юго-востока Республики Татарстан // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2016. – № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-skvazhin-na-mestorozhdeniyah-yugo-vostoka-respubliki-tatarstan> (дата обращения: 06.11.2023).
17. Pumping, electrical plant, control and instrumentation / M.J. Brandt, M.K. Johnson, A. Elphinstone et al. // Twort's Water Supply. – United States, Washington, 2017. – P. 777–828. DOI: [10.1016/B978-0-08-100025-0.00019-3](https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100025-0.00019-3).
18. Gamboa J., Prado M. Experimental study of two-phase performance of an electric-submersible pump stage // SPE Production & Operations. – United States, North America, 2012. – P. 1–27. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/163048-PA>
19. Agus Y., Pramudita N. New way of method to deal with ESP problem // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. – Astana, Kazakhstan, 2014. – P. 1–27. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/172300-MS>.
20. Joseph A.A., Adeoti A.O. Impact of fluid properties on Electric Submersible Pumps (ESP) performance and run life in a well // Journal of Applied Sciences and Environmental Management. – 2021. – V. 25. – № 2. – P. 140–143. DOI: [10.4314/jasem.v25i2](https://doi.org/10.4314/jasem.v25i2).
21. Bruijnen P.M. Nodal analysis by use of ESP intake and discharge pressure gauges // SPE Prod & Oper 31. – United States, North America, 2016. – P. 76–84. DOI: <https://doi.org/10.2118/178433-PA>

22. Способ одновременно-раздельной эксплуатации нагнетательной скважины: пат. № 2766479, Российская Федерация С1; заявл. 17.06.2021; опубл. 15.03.2022, Бюл. № 8.
23. Достоинства и недостатки одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин / П.А. Суховерова, С.И. Шиян, А.А. Слепцов и др. // Research. Engineering. Extreme. 2021: материалы Международной научно-практической конференции. – Краснодар, 3 июня 2021. – Краснодар: ИД «Юг», 2021. – С. 269–274.
24. Костиловский В.А., Шайдаков В.В. Внедрение оборудования и технологий для добычи нефти при одновременно-раздельной эксплуатации в осложнённых условиях // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов VII Международной научно-практической конференции. – Альметьевск, 12 декабря 2022. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2022. – С. 185–189.
25. Наговицын А.П., Натаров А.Л. Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРД, ОРЗ) // Актуальные вопросы энергомашиностроения, нефтяной и газовой отрасли: Сборник статей III Всероссийской научно-технической конференции памяти профессора А.В. Алиева – Ижевск, 06–07 апреля 2023. – Ижевск: Ижевский государственный технический университет имени М.Т. Калашникова, 2023. – С. 116–120.

Информация об авторах

Камил Рахматуллович Уразаков, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. urazakk@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2202-396X>

Александр Сергеевич Тотанов, аспирант, кафедра машин и оборудования нефтегазовых промыслов, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. WOT_BAX_BAX@mail.ru

Лейла Альфритовна Муталова, магистрант, кафедра машин и оборудования нефтегазовых промыслов, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. keqkfvg@gmail.com

Поступила в редакцию: 14.01.2024

Поступила после рецензирования: 22.03.2024

Принята к публикации: 01.10.2024

REFERENCES

1. Lukashov G.Yu., Tsarkov I.V. Complications arising during the operation of wells equipped with ESP at Danilovsky oil and gas condensate field. *Ashirov Readings*, 2020, vol. 1, no. 1 (12), pp. 98–100. (In Russ.)
2. Brilliant S.G., Narushev A.V., Kruglov E.A., Totanov A.S., Mareev V.O., Vasiliev I.A. *Submersible rodless electric pump for joint-separate exploitation of two oil reservoirs*. Patent RF, no.115420, 2012. (In Russ.)
3. Urazakov K.R., Mukhin I.A., Vakhitova R.I., Sarycheva D.A., Volkov I.V. Investigation of jet pump characteristics by numerical modeling. *Oil and Gas Business*, 2015, vol. 13, no. 14, pp. 149–154. (In Russ.)
4. Kaesti E.Y., Helmy M.F., Yusrizal M.Z. Production optimization with ESP methods on high GOR wells. *AIP Conference Proceedings*, 2020, vol. 2245, pp. 030006.
5. Gafurova N.N. Optimization of ESP operation to prevent the formation of complications]. Step into the Future: theoretical and applied research of modern science. *Proceedings of the XIX youth international scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists*. St. Petersburg, 2020. pp. 32–35. (In Russ.)
6. Stewart M. *Centrifugal pumps*. Houston, Gulf Professional Publ., 2019. pp. 61–309. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809895-0.00003-X>
7. Bakhtiyarov R.H. Complications in the operation of ESP wells and methods to improve the efficiency of ESP operation. *Modern technologies in oil and gas business-2019. Proceedings of the international scientific and technical conference*. Ufa, Ufa State Petroleum Technical University Publ., 2019. pp. 28–32. (In Russ.)
8. Gavrilo V.S. Analysis of ESP operation efficiency at Samotlor field. *Ashirov Readings*. Samara, Samara State Technical University, 2021. Vol. 1, no. 1, pp. 222–226. (In Russ.)
9. Klyueva M.N. Simultaneous separate operation: advantages and disadvantages. *Problems of Science*, 2020, no. 8 (56). (In Russ.) Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/odnovremenno-razdelnaya-ekspluatatsiya-preimushchestva-i-nedostatki> (accessed 6 November 2023).
10. Tsiku Y.K., Zakharov I.V. Experience and prospects of simultaneous separate exploitation of multilayer fields of NGDU "Komsomolskneft". *Oil economy*, 2012, no. 8, pp. 52–54. (In Russ.)
11. Kryakushin A.I., Shlyapnikov Yu.V., Agafonov A.A., Nikishov V.I. Results and prospects of implementation of simultaneous separate reservoir exploitation in one well. *Territoria neftegaz*, 2009, no. 12, pp. 50–53. (In Russ.)
12. Takacs G. Three inventions shaping the future of ESP technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019. vol. 182. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol>
13. Mordvinov V.A. Determination of pressure at the electric centrifugal pumps reception during pumping of low-foaming carbonated oil (in Russian). *Oil economy*, 2014, no. 6, pp. 61–63. (In Russ.)
14. Scherbachenya A.S. Analysis of the technology of simultaneous - separate operation of wells. *Bulletin of Science and Education*, 2019. no. 9-3 (63). (In Russ.) Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-tehnologii-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-skvazhin> (accessed 6 November 2023).
15. Polozov M.B., Kolesova S.B., Borkhovich S.Yu. Efficiency of application of the method of simultaneous separate exploitation in the development of Turnean, Visean and Vereisko-Bashkir deposits. *Exposition Neft Gaz*, 2018. no. 7 (67). (In Russ.) Available

- at: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnost-primeneniya-sposoba-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-pri-razrabotke-turneyskih-vizeyskih-i-vereysko-bashkirskih> (accessed 6 November 2023).
16. Nurgaliev A.A., Habibullin L.T. Analysis of the efficiency of simultaneous separate well operation in the fields of the south-east of the Republic of Tatarstan. *Interexpo Geo-Siberia*, 2016. no. 3. (In Russ.) Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-skvazhin-na-mestorozhdeniyah-yugo-vostoka-respubliki-tatarstan> (accessed 6 November 2023).
 17. Brandt M.J., Johnson M.K., Elphinston A. Pumping, electrical plant, control and instrumentation. *Twort's Water Supply*. United States, Washington, 2017. pp. 777–828. DOI: 10.1016/B978-0-08-100025-0.00019-3.
 18. Gamboa J., Prado M. Experimental study of two-phase performance of an electric-submersible pump stage. *SPE Production & Operations*. United States, North America, 2012. pp. 1–27. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/163048-PA>
 19. Agus Y., Pramudita N. New way of method to deal with ESP problem. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*. Astana, Kazakhstan, 2014. pp. 1–27. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/172300-MS>.
 20. Joseph A.A., Adeoti A.O. Impact of fluid properties on Electric Submersible Pumps (ESP) performance and run life in a well. *Journal of Applied Sciences and Environmental Management*, 2021, vol. 25, no 2, pp. 140–143. DOI: 10.4314/jasem.v25i2.
 21. Bruijnen P.M. Nodal analysis by use of ESP intake and discharge pressure gauges. *SPE Prod & Oper* 31. United States, North America, 2016. pp. 76–84. DOI: <https://doi.org/10.2118/178433-PA>
 22. Nazimov H.A., Osnos V.B. *Method of simultaneous separate operation of injection well*. Patent RF, no. 2766479. (In Russ.)
 23. Sukhoverova P. A., Shiyan S. I., Sleptsov A. A. Advantages and disadvantages of simultaneous separate operation of oil wells. Engineering. Extreme. 2021. *Proceedings of the International Scientific and Practical Conference*. Krasnodar, June 3, 2021. Krasnodar, Yug Publ. House, 2021. pp. 269–274. (In Russ.)
 24. Kostilevsky V.A. Introduction of equipment and technologies for oil production at simultaneous separate operation in complicated conditions. *Achievements, problems and prospects of oil and gas industry development. Proc. of the VII International Scientific and Practical Conference*. Almet'yevsk, December 12, 2022. Almet'yevsk, Almet'yevsk State Petroleum Institute Publ., 2022. pp. 185–189. (In Russ.)
 25. Nagovitsyn A.P., Natarov A.L. Actual issues of power engineering, oil and gas industry. *Collection of articles of the III All-Russian scientific and technical conference in memory of Professor A.V. Aliev*. Izhevsk, April 6–7, 2023. Izhevsk, Izhevsk M.T. Kalashnikov Izhevsk State Technical University Publ., 2023. pp. 116–120. (In Russ.)

Information about authors

Kamil R. Urazakov, Dr. Sc., Professor, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation. Urazakk@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2202-396X>

Alexander S. Totanov, Master's Student, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation. WOT_BAX_BAX@mail.ru

Leila A. Mutalova, Master's Student, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation. keqkfv@gmail.com

Received: 14.01.2024

Revised: 22.03.2024

Accepted: 01.10.2024