

УДК 622.276.76  
DOI: 10.18799/24131830/2025/11/4936  
Шифр специальности ВАК: 05.04.07  
Научная статья



## Исследование режима работы системы для одновременно-раздельной эксплуатации пластов

К.Р. Уразаков✉, А.С. Тотанов

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа*

✉urazakk@mail.ru

**Аннотация. Актуальность.** Современное развитие механизированного фонда скважин, в частности фонда скважин с двумя нефтяными пластами, имеет положительную тенденцию роста. При добыче нефти из скважин с двумя пластами, как правило, широко применяется технология одновременно-раздельной эксплуатации, включающая насосное оборудование, в том числе установки электроцентробежных насосов в различных компоновках и конфигурациях. Применение одновременно-раздельной эксплуатации обусловлено необходимостью учета добываемой продукции из каждого отдельного пласта и развития требуемой депрессии. К прочим причинам и преимуществам одновременно-раздельной эксплуатации следует отнести сокращение капитальных затрат при строительстве, регулирование притока, снижение эксплуатационных затрат и др. Однако данный способ добычи нефти имеет ряд ограничений и задач, требующих решения. Одной из таких актуальных задач является подбор оптимальной компоновки под каждые конкретные условия отдельной скважины с двумя независимыми пластами. В случае отсутствия корректного подбора компоновки (и ее технико-технологических параметров) для одновременно-раздельной эксплуатации скважины возможен потенциальный риск срыва подачи электроцентробежного насоса, а также отсутствие обеспечения требуемой депрессии на каждый пласт. В конечном итоге в случае некорректного подбора компоновки для одновременно-раздельной эксплуатации скважины работа всей системы может быть неэффективна либо обладать, в том числе, и полным неработоспособным состоянием. В связи с этим направление исследований, поиск методов и способов подбора основных узлов, связанных с обеспечением эффективной технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважины, является актуальным ответвлением в современной прикладной науке. Для обеспечения более точного подбора компоновки для технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин с двумя нефтяными пластами разработана математическая модель, учитывающая факторы, влияющие на приток жидкости с пласта, реологические свойства жидкости и параметры, технологические особенности компоновки установки электроцентробежного насоса, применяемой на указанных скважинах. По результатам исследования, произведенного с помощью численного моделирования (на основе разработанной математической модели), получено, что в случае обеспечения корректного подбора технологических параметров компоновки нижнего и верхнего электроцентробежного насоса, можно достичь требуемую депрессию на каждый отдельный пласт без срыва подачи, а также обеспечить регулировку притока жидкости в широких диапазонах.

**Ключевые слова:** установка электроцентробежного насоса, одновременно-раздельная эксплуатация скважин, одновременно-раздельная добыча, добыча нефти, технологический режим скважины, нефтяной пласт, механизированный фонд скважин

**Для цитирования:** Уразаков К.Р., Тотанов А.С. Исследование режима работы системы для одновременно-раздельной эксплуатации пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 11. – С. 111–120. DOI: 10.18799/24131830/2025/11/4936

---



## Operation mode of the system for simultaneous separate reservoir exploitation

K.R. Urazakov<sup>✉</sup>, A.S. Totanov

*Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation*

<sup>✉</sup>urazakk@mail.ru

**Abstract. Relevance.** Modern development of mechanised well stock, in particular, well stock with two oil reservoirs has a positive growth trend. When producing oil from wells with two reservoirs, as a rule, the technology of simultaneous separate operation is widely used, including pumping equipment, such as installations of electric centrifugal pumps in various layouts and configurations. Simultaneous separate operation of wells becomes necessary when there is a need to account for the production from each individual reservoir and to create the required drawdown. Other reasons and advantages of simultaneous separate operation include reduction of capital costs during construction, flow control, lower operating costs and others. However, this method of oil production has a number of limitations and problems that need to be solved. One of such urgent tasks is selection of optimal layout for each specific conditions of a separate well with two independent formations. If the layout (and its technical and technological parameters) for simultaneous separate operation of the well is not selected correctly, there may be a potential risk of electric centrifugal pump failure, as well as failure to provide the required underbalance for each reservoir. Ultimately, in case of incorrect selection of layout for simultaneous separate well operation, the operation of the entire system may be ineffective, or have, among other things, a complete inoperable state. In this regard, the direction of research, the search for methods and ways to select the main components associated with the provision of effective technology for simultaneous separate operation of the well, is a relevant branch in modern applied science. In order to ensure a more accurate selection of the layout for the technology of simultaneous separate operation of wells with two oil reservoirs, the authors developed the mathematical model that takes into account both the factors affecting the fluid flow from the reservoir, fluid rheological properties, and the parameters and technological features of the layout of the electric centrifugal pump unit used at the specified wells. According to the results of the study performed by means of numerical modelling (on the basis of the developed mathematical model), it was obtained that in case of correct selection of technological parameters of the lower and upper electric centrifugal pump arrangement, it is possible to achieve the required underbalance for each individual reservoir without disruption of supply, as well as to ensure the regulation of fluid inflow in wide ranges.

**Keywords:** installation of electric centrifugal pump, simultaneous separate well operation, simultaneous separate production, oil production, well technological mode, oil reservoir, mechanised well stock

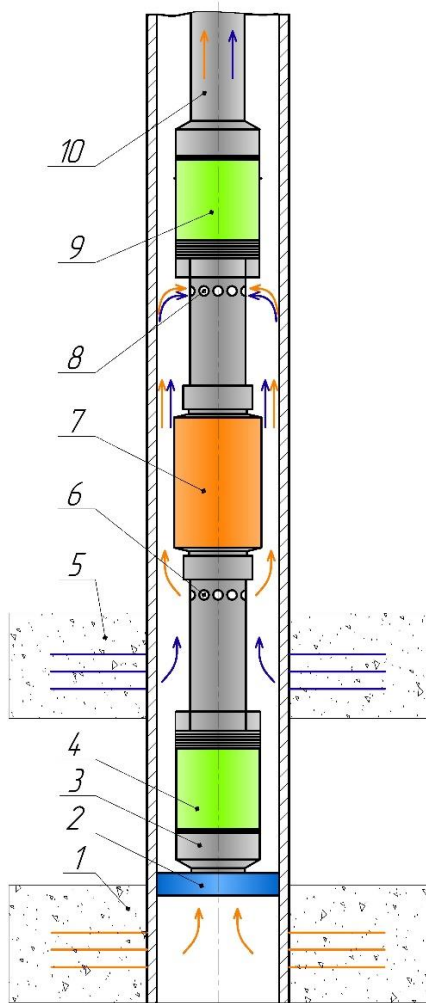
**For citation:** Urazakov K.R., Totanov A.S. Operation mode of the system for simultaneous separate reservoir exploitation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 11, pp. 111–120. DOI: 10.18799/24131830/2025/11/4936

### Введение

Технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин является на текущий момент времени одним из перспективных направлений для внедрения эффективных технико-технологических решений, проведения исследований с целью обеспечить максимальную добычу нефти при минимальных экономических затратах. ОРЭ имеет ряд преимуществ, связанных с повышением экономической эффективности (отсутствует необходимость проводить дополнительные операции по бурению и вскрытию второго пласта), так и с улучшением контроля и учета притока жидкости из каждого пласта. При этом следует отметить и недостатки технологии ОРЭ – сложность монтажа и демонтажа, увеличен-

ные габаритные размеры компоновки из двух электроцентробежных насосов [1, 2].

Одной из наиболее актуальных задач с точки зрения обеспечения продолжительной и эффективной работы системы ОРЭ является корректный подбор технико-технологических параметров всей системы с учетом условий эксплуатации в каждой конкретной скважине. При отсутствии подбора оптимальных значений параметров внутрискважинной компоновки существуют риски, связанные со срывом подачи центробежных насосов (ЦН), то есть резким падением их производительности, а также с недостижением целевых показателей добычи нефти ввиду наличия низких показаний депрессии на каждый отдельный пласт.



**Рис. 1.** Схема компоновки для совместно-раздельной эксплуатации двух нефтяных пластов: 1 – нижний пласт в подпакерном пространстве; 2 – нижний пакер; 3 – хвостовик; 4 – центробежный насос нижний (ЦН1); 5 – верхний пласт в надпакерном пространстве; 6 – выкидные отверстия; 7 – двусторонний погружной электродвигатель (ПЭД); 8 – приемные отверстия; 9 – центробежный насос верхний (ЦН2); 10 – насосно-компрессорные трубы (НКТ)

**Fig. 1.** Layout diagram for joint-separate exploitation of two oil reservoirs: 1 – lower formation in the sub-packer space; 2 – lower packer; 3 – liner; 4 – lower centrifugal pump-1 (CP1); 5 – upper formation in the above-packer space; 6 – discharge holes; 7 – double-sided electric submersible motor (ESM); 8 – receiving holes; 9 – upper centrifugal pump-2 (CP2); 10 – tubing

В работе [3] представлен опыт подбора компоновки ЦН, установленных как на верхнем, так и на нижнем пластах. В статье приведены примеры проектных решений разработки многопластовых месторождений с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов, которые позволили повысить эффективность разработки за счет полного использования уже пробуренного

фонда скважин. Однако такой подход не дает возможности анализа динамики вывода на режим системы ОРЭ, не учитывает технологических особенностей компоновок, более того не учитывает сжимаемость жидкости, находящейся на глубине залегания нижнего пласта [4–9].

С учетом недостатков известных методов [3, 10–17] для подбора параметров системы ОРЭ разработана методика, позволяющая осуществить анализ режима работы компоновки в динамике.

На рис. 1 представлена типовая схема системы ОРЭ, включающая верхний ЦН2 и нижний ЦН1 в своей компоновке, на основе которой разработана математическая модель.

Принцип действия разработанного технического решения следующий. Нефть из нижнего пласта в подпакерном пространстве – 1 поступает через хвостовик – 3 к ЦН1 – 4, затем поток жидкости поступает через выкидные отверстия – 6 в затрубное пространство, сообщенное с верхним пластом в надпакерном пространстве – 5. Поток жидкости, нагнетаемый от ЦН1 – 4, и поток жидкости от верхнего пласта в надпакерном пространстве – 5 смешиваются в затрубе и поступают на приемные отверстия – 8 к ЦН2 – 9. ЦН2 – 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 ЦН1 – 4 и ЦН2 – 9 обеспечивается за счет наличия в компоновке двустороннего погружного электродвигателя – 7. Указанная компоновка ОРЭ позволяет достичь независимую депрессию на каждый пласт.

## Методы

При разработке математической модели учитывались особенности режима откачки и притока жидкости к каждому ЦН (верхнему и нижнему). Основной подход при разработке математической модели сводился к учету баланса притока и оттока жидкости в каждой точке системы ОРЭ [17–20].

Забойное давление и давление на приеме ЦН1 связаны уравнением (1):

$$P_{\text{заб1}} = P_{\text{пр.цн1}} + \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{пл.н}} - H_{\text{цн1}}), \quad (1)$$

где  $H_{\text{пл.н}}$  – глубина залегания нижнего пласта, м;  $P_{\text{пр.цн1}}$  – давление на приеме ЦН1, Па;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $H_{\text{цн1}}$  – глубина залегания ЦН1, м.

Выражение, описывающее динамику во времени давления на глубине залегания нижнего пласта (забойное давление), регулируемого работой ЦН1 (2):

$$\frac{dp_{\text{заб1}}}{dt} = \frac{E}{V_0} (K_{\text{пл.н}} (P_{\text{пл.н}} - P_{\text{заб1}}) - Q_{\text{цн1}}), \quad (2)$$

где  $E$  – модуль упругости жидкости, Па;  $V_0$  – начальный объем жидкости в скважине на глубине залегания нижнего пласта,  $\text{м}^3$ ;  $K_{\text{пл.н}}$  – коэффициент продуктивности нижнего пласта,  $\text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $p_{\text{пл.н}}$  – давление нижнего пласта, Па;  $Q_{\text{цн1}}$  – подача ЦН1,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Напор и расход ЦН1 связаны следующим соотношением на основе полиномиального уравнения, представляющего напорно-расходную характеристику насоса (3):

$$H_{\text{н.цн1}} = (1-S)^2 \alpha'_0 + (1-S) \alpha'_1 Q_{\text{цн1}} - \alpha'_2 Q_{\text{цн1}}^2, \quad (3)$$

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

В общем случае зависимость между давлением на приеме насоса и расходом жидкости в процессе ее откачки связано соотношением (с учетом уравнения (3)):

$$\begin{aligned} p_{\text{пр.цн1}} = p_{\text{пр.цн2}} + \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{цн1}} - H_{\text{цн2}}) - \rho_{\text{ж}} g H_{\text{н.цн1}} = \\ p_{\text{пр.цн2}} + \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{цн1}} - H_{\text{цн2}}) - \\ - \rho_{\text{ж}} g \left( (1-S)^2 \alpha'_0 + (1-S) \alpha'_1 Q_{\text{цн1}} - \alpha'_2 Q_{\text{цн1}}^2 \right), \end{aligned} \quad (4)$$

где  $\alpha'_0$ ,  $\alpha'_1$ ,  $\alpha'_2$  – коэффициенты аппроксимирующего полинома;  $S$  – параметр ПЭД;  $H_{\text{цн2}}$  – глубина спуска ЦН2, м;  $p_{\text{пр.цн2}}$  – давление на приеме ЦН2, Па.

Зависимость подачи ЦН1 от давления на приеме ЦН2 и давления на приеме ЦН1 не определена в явном виде. В связи с этим необходимо преобразовать уравнение (4) на основе решения квадратного уравнения, представленного в виде  $aQ_{\text{цн1}}^2 + bQ_{\text{цн1}} + c = 0$ , очевидно, что в уравнении (4) имеются следующие зависимости:

$$\begin{cases} a = \rho_{\text{ж}} g \alpha'_2; \\ b = -\rho_{\text{ж}} g (1-S) \alpha'_1; \\ c = p_{\text{пр.цн2}} - p_{\text{пр.цн1}} + \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{цн1}} - H_{\text{цн2}}) - \rho_{\text{ж}} g ((1-S)^2 \alpha'_0). \end{cases}$$

С учетом принятых обозначений решение квадратного уравнения относительно переменной  $Q_{\text{цн1}}$  запишется в виде (5):

$$Q_{\text{цн1}} = \frac{\left[ \rho_{\text{ж}} g (1-S) \alpha'_1 + \sqrt{(\rho_{\text{ж}} g (1-S) \alpha'_1)^2 - 4 \rho_{\text{ж}} g \alpha'_2 \left( p_{\text{пр.цн2}} - p_{\text{пр.цн1}} + \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{цн1}} - H_{\text{цн2}}) - \rho_{\text{ж}} g (1-S)^2 \alpha'_0 \right)} \right]}{2 \rho_{\text{ж}} g \alpha'_2}, \quad (5)$$

где  $\alpha'_0$ ,  $\alpha'_1$ ,  $\alpha'_2$  – коэффициенты аппроксимирующего полинома;  $S'$  – параметр ПЭД;  $p_{\text{пр.цн2}}$  – давление на приеме ЦН2, Па;  $H_{\text{цн2}}$  – глубина установки верхнего ЦН2, м.

Аналогично запишется уравнение баланса расходов на уровне верхнего пласта с учетом ранее полученных выражений для определения расхода на приеме ЦН1, то есть необходимо учесть приток с верхнего пласта и от ЦН1, отток жидкости через ЦН2 и аналогично остаточную жидкость, не откаченную ЦН2.

Выражение для определения давления на приеме ЦН2 с учетом изменения динамического уровня, который, в свою очередь, зависит от суммарного оттока и притока жидкости, запишется в виде:

$$\begin{aligned} \frac{dp_{\text{пр.цн2}}}{dt} = \frac{dp_{\text{д}}}{dt} = \frac{dH_{\text{д}}}{dt} \rho_{\text{ж}} g = \\ = \rho_{\text{ж}} g \frac{1}{S_{\text{затр}}} \left( K_{\text{пл.в}} (p_{\text{пл.в}} - p_{\text{заб2}}) - Q_{\text{цн2}} + Q_{\text{цн1}} \right), \end{aligned} \quad (6)$$

где  $S_{\text{затр}}$  – площадь поперечного сечения затрубного пространства на уровне ЦН2,  $\text{м}^2$ ;  $p_{\text{д}}$  – давление от веса столба жидкости динамического уровня, Па;  $H_{\text{д}}$  – динамический уровень, м;  $K_{\text{пл.в}}$  – коэффициент продуктивности верхнего пласта,  $\text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $p_{\text{пл.в}}$  – давление верхнего пласта, Па;  $p_{\text{заб2}}$  – давление на забое на глубине верхнего пласта, Па;  $Q_{\text{цн2}}$  – подача ЦН2,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Аналогично ранее приведенному уравнению для подачи ЦН1, запишется уравнение для подачи ЦН2 (с учетом граничного условия по давлению на устье):

$$Q_{\text{цн2}} = \frac{\left[ \rho_{\text{ж}} g (1-S) \alpha''_1 + \sqrt{(\rho_{\text{ж}} g (1-S) \alpha''_1)^2 - 4 \rho_{\text{ж}} g \alpha''_2 \left( p_{\text{вык.цн2}} - p_{\text{пр.цн2}} - \rho_{\text{ж}} g (1-S)^2 \alpha''_0 \right)} \right]}{2 \rho_{\text{ж}} g \alpha''_2}, \quad (7)$$

где  $\alpha''_0$ ,  $\alpha''_1$ ,  $\alpha''_2$  – коэффициенты аппроксимирующего полинома;  $S$  – параметр двигателя;  $p_{\text{вык.цн2}} = p_{\text{у}} + \rho_{\text{ж}} g H_{\text{цн2}} + \Delta p$  – давление на выкиде ЦН2, Па;  $p_{\text{у}}$  – устьевое давление в выкидном трубопроводе, Па;  $\Delta p = \lambda_{\text{нкт}} \frac{H_{\text{цн2}} Q_{\text{цн2}}^2 \rho_{\text{ж}}}{d_{\text{нкт}} S_{\text{нкт}}^2} -$  потери по длине на участке от устьевой обвязки до глубины установки ЦН2, Па;  $\lambda_{\text{нкт}}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений в НКТ;  $d_{\text{нкт}}$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $H_{\text{цн2}}$  – глубина установки ЦН2, м;  $S_{\text{нкт}}$  – площадь поперечного сечения НКТ,  $\text{м}^2$ .

## Результаты исследования

### Анализ динамики давления на приеме, притока жидкости к верхнему и нижнему насосу при варьировании параметров нижнего насоса (ЦН1)

Далее представлены результаты анализа динамики притока жидкости с каждого пласта и давления на приеме ЦН1 и ЦН2 при низконапорном ЦН2 с номинальной подачей  $200 \text{ м}^3/\text{сут.}$  с учетом различных конфигураций ЦН1. Соответственно этап

исследования заключается в варьировании номинальной подачи нижнего ЦН1. Принимаются четыре компоновки ЦН1:

- 1) ЦН1 с напором 1725 м, номинальной подачей 50 м<sup>3</sup>/сут.;
- 2) ЦН1 с напором 1525 м, номинальной подачей 80 м<sup>3</sup>/сут.;
- 3) ЦН1 с напором 1290 м, номинальной подачей 125 м<sup>3</sup>/сут.;
- 4) ЦН1 с напором 1010 м, номинальной подачей 200 м<sup>3</sup>/сут.

При этом компоновка ЦН2 имеет следующие характеристики: напор 1010 м, номинальная подача 200 м<sup>3</sup>/сут.

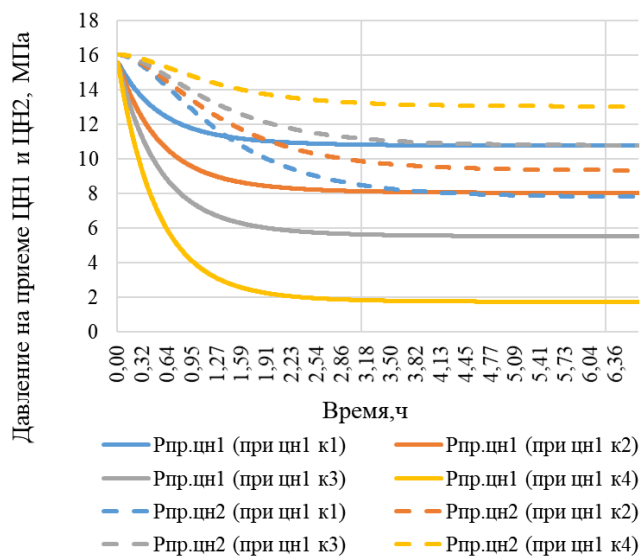
В табл. 1 представлены параметры скважины, учитываемые при проведении численного моделирования.

**Таблица 1.** Параметры скважины, принятые при расчете

**Table 1.** Well parameters accepted in the calculation

Параметр/Parameter	Значение параметра/Parameter value
Давление верхнего пласта $p_{пл.в}$ , МПа Upper reservoir pressure $p_{res.top}$ , МПа	16,5
Давление нижнего пласта $p_{пл.н}$ , МПа Lower reservoir pressure $p_{res.bot}$ , МПа	17,3
Коэффициент продуктивности верхнего пласта $K_{пл.в}$ , м <sup>3</sup> /(сут·МПа) Upper reservoir productivity coefficient $K_{res.top}$ , м <sup>3</sup> /(day·МПа)	12
Коэффициент продуктивности нижнего пласта $K_{пл.н}$ , м <sup>3</sup> /(сут·МПа) Lower reservoir productivity coefficient $K_{res.bot}$ , м <sup>3</sup> /(day·МПа)	10
Диаметр НКТ наружный $D_{нкт}$ , мм Tubing outside diameter $D_{tub}$ , mm	73
Диаметр НКТ внутренний $d_{нкт}$ , мм Tubing inside diameter $d_{tub}$ , mm	62
Диаметр эксплуатационной колонны $d_{эк}$ , мм Production string diameter $d_{cas}$ , mm	128
Глубина установки ЦН2 $H_{цн2}$ , м Installation depth $H_{cp2.nom}$ , m	1660
Глубина установки ЦН1 $H_{цн1}$ , м Installation depth $H_{cp1.nom}$ , m	1790
Плотность жидкости $\rho_{ж}$ , кг/м <sup>3</sup> Fluid density $\rho_{liq}$ , kg/m <sup>3</sup>	1132
Модуль упругости $E$ , МПа/Elasticity modulus $E$ , МПа	1350
Вязкость жидкости $\mu$ , мПа·с/Fluid viscosity $\mu$ , mPa·s	3,36
Устьевое давление $p_u$ , МПа/Wellhead pressure $p_{wellhead}$ , МПа	1,4
Глубина забоя (относительно нижнего пласта) $H_{заб}$ , м Bottom hole depth (relative to the bottom formation) $H_{bottomhole}$ , m	2325

На рис. 2 представлено распределение давления на приеме ЦН1 и ЦН2 по времени при различных компоновках ЦН1 (к1–к4, индекс соответствует номеру компоновки 1–4).



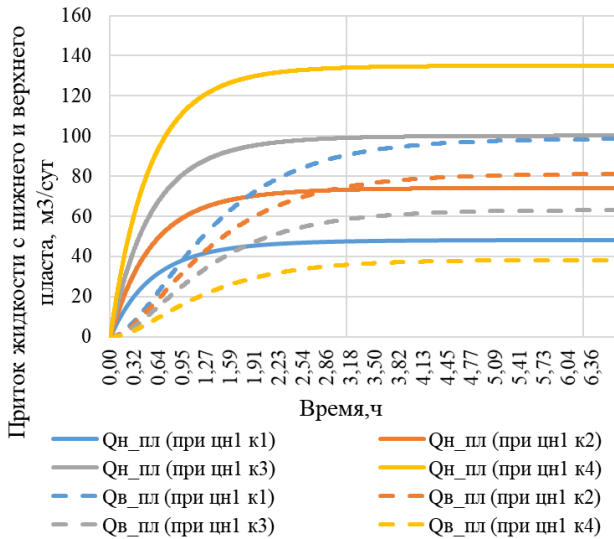
**Рис. 2.** Зависимость давления на приеме ЦН1 и ЦН2 от времени при различных компоновках ЦН1 и фиксированной конфигурации ЦН2

**Fig. 2.** Time dependence of CP1 and CP2 intake pressure at different CP1 and fixed CP2 configurations

На основе полученных результатов моделирования установлено, что с увеличением номинальной подачи ЦН1 давление на приеме нижнего насоса снижается, в свою очередь, давление на приеме верхнего насоса ЦН2 повышается, то есть указанные давления на приемах ЦН1 и ЦН2 имеют обратную зависимость. В случае оборудования нижнего ЦН1 компоновкой с номинальной производительностью 200 м<sup>3</sup>/сут. давление на приеме нижнего насоса снижается до 2 МПа, что может потенциально привести к срыву подачи и интенсивному выделению газа из добываемой нефти и, как следствие, к кавитации в полости рабочих колес и их интенсивному износу.

На рис. 3 представлена зависимость притоков жидкости с нижнего и верхнего пластов.

Исходя из анализа рис. 3, при одинаковой подаче верхнего (ЦН2) увеличение производительности нижнего ЦН1 приводит к увеличению притока жидкости с нижнего пласта (в диапазоне от 45 до 135 м<sup>3</sup>/сут.), однако приток жидкости с верхнего пласта снижается (с 100 до 40 м<sup>3</sup>/сут.). При этом наблюдается одинаковый приток жидкости с обоих пластов при наличии компоновки 2 ЦН1 (сплошная и прерывистая кривые, соответствующие коричневому цвету, практически пересекаются, т. е. значение притоков жидкости совпадает для верхнего и нижнего пласта). Дальнейшее увеличение производительности ЦН1 приводит к снижению притока жидкости к ЦН2 от верхнего пласта ввиду увеличения давления на приеме верхнего насоса.



**Рис. 3.** Зависимость притока жидкости с верхнего и нижнего пласта от времени при различных компоновках ЦН1 и фиксированной конфигурации ЦН2

**Fig. 3.** Time dependence of fluid inflow from upper and lower reservoir at different CP1 and fixed CP2 configurations

**Анализ динамики давления на приеме, притока жидкости к верхнему и нижнему насосу при варьировании параметров верхнего насоса (ЦН2)**

Аналогично далее представлен анализ влияния производительности ЦН2 на эффективность работы системы для ОРЭ. Методология подбора оптимальной компоновки ЦН2 базируется на варьировании различных конфигураций верхнего насоса при фиксированной конфигурации нижнего насоса ЦН1. Вторым этапом исследования заключается в варьировании номинальной подачи верхнего ЦН2. Принимаются четыре компоновки ЦН2:

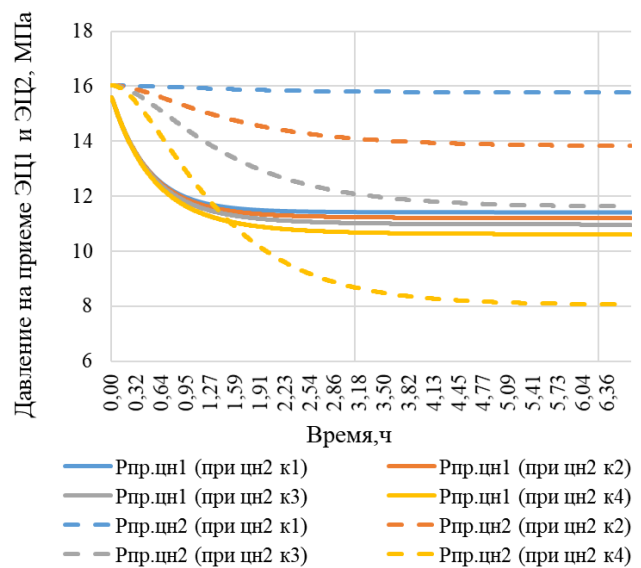
- 1) ЦН2 с напором 1725 м, номинальной подачей 50 м<sup>3</sup>/сут.;
- 2) ЦН2 с напором 1525 м, номинальной подачей 80 м<sup>3</sup>/сут.;
- 3) ЦН2 с напором 1290 м, номинальной подачей 125 м<sup>3</sup>/сут.;
- 4) ЦН2 с напором 1010 м, номинальной подачей 200 м<sup>3</sup>/сут.

При этом фиксированная компоновка ЦН1 имеет следующие характеристики: напор 1725 м, номинальная подача 50 м<sup>3</sup>/сут. Параметры скважины представлены в табл. 1.

На рис. 4 представлено изменение давления на приеме ЦН1 и ЦН2 при различных компоновках ЦН2.

На основе полученного численного решения, представленного на рис. 4, видно, что давление на приеме ЦН1 незначительно снижается при оборудовании ЦН2 компоновками 1–4, что объясняется более легким оттоком жидкости от ЦН1 к ЦН2 (при

увеличении номинальной производительности ЦН2 снижается давление на его приеме), однако значительной депрессии на нижний пласт не достигается ввиду наличия ограничений по производительности для текущей компоновки ЦН1. В данном случае давление на приеме ЦН2 при наличии малопроизводительного верхнего насоса (при компоновке 1) практически не снижается, в связи с чем отсутствует депрессия на пласт. По мере увеличения номинальной производительности давление на приеме насоса снижается, а в случае оборудования ЦН2 компоновкой 4 давление на приеме снижается в 2 раза относительно пластового давления.



**Рис. 4.** Зависимость давления на приеме ЦН1 и ЦН2 от времени при различных компоновках ЦН2 и фиксированной конфигурации ЦН1

**Fig. 4.** Time dependence of CP1 and CP2 intake pressure at different CP2 configurations and fixed CP1 configuration

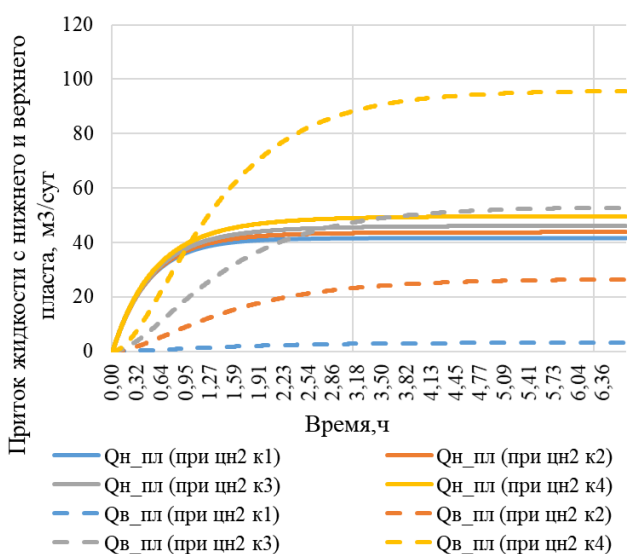
На рис. 5 представлено распределение притоков жидкости с каждого пласта. Сплошные линии иллюстрируют приток жидкости с нижнего пласта при различных компоновках ЦН2, пунктирные линии характеризуют приток жидкости с верхнего пласта.

Из результатов моделирования видно, что в случае оборудования ЦН2 компоновкой 1 практически отсутствует приток с верхнего пласта, основной приток жидкости с нижнего пласта осуществляется за счет ЦН1. Работа такой компоновки малоэффективна, так как не создается оптимальная депрессия на верхний пласт, при этом номинальные подачи верхнего и нижних насосов равны и составляют 50 м<sup>3</sup>/сут. В данном случае влияние верхнего ЦН2 на приток жидкости к нижнему пласту незначительно при текущих параметрах продуктивности скважины.

**Таблица 2.** Расчетные и фактические значения для различных компоновок ОРЭ

**Table 2.** Estimated and actual values for different EPR layouts

№ скв. Well no.	Значения/Values								Отклонение расчетных и фактических значений Deviation between calculated and actual values			
	Расчетные Estimated				Фактические Actual							
	$p_{пр.цн2}$ $p_{in.cp2}$	$p_{пр.цн1}$ $p_{in.cp1}$	$Q_{цн2}$ $Q_{cp2}$	$Q_{цн1}$ $Q_{cp1}$	$p_{пр.цн2}$ $p_{in.cp2}$	$p_{пр.цн1}$ $p_{in.cp1}$	$Q_{цн2}$ $Q_{cp2}$	$Q_{цн1}$ $Q_{cp1}$	$\Delta P_{пр.цн2}$ $\Delta P_{in.cp}$	$\Delta P_{пр.цн1}$ $\Delta P_{in.cp1}$	$\Delta Q_{цн2}$ $\Delta Q_{cp2}$	$\Delta Q_{цн1}$ $\Delta Q_{cp1}$
	МПа/MPa		м <sup>3</sup> /сут./m <sup>3</sup> /day		МПа/MPa		м <sup>3</sup> /сут./m <sup>3</sup> /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



**Рис. 5.** Зависимость притока жидкости с верхнего и нижнего пласта от времени при различных компоновках ЦН2 и фиксированной конфигурации ЦН1

**Fig. 5.** Time dependence of fluid inflow from the upper and lower reservoir at different CP2 and fixed CP1 configurations

Стоит отметить, что наблюдается одинаковый приток жидкости с обоих пластов при наличии компоновки 3 ЦН2 (сплошная и прерывистая кривые, соответствующие серому цвету, практически пересекаются, т. е. значение притоков жидкости совпадает для верхнего и нижнего пласта). Дальнейшее увеличение производительности верхнего ЦН2 (свыше 50 м<sup>3</sup>/сут.) позволяет увеличить приток к верхнему насосу и развить депрессию на пласт. Таким образом, при текущих параметрах скважины и нижнего ЦН1 можно достичь максимальных показателей добычи при оборудовании ЦН2 компоновкой 4.

#### Апробация математической модели системы для ОРЭ, включающей верхний, нижний ЦН и погружной электродвигатель

Для верификации разработанной математической модели проанализированы фактические данные, полученные на месторождении X, располо-

женном в Приволжском федеральном округе. Полученные данные с месторождения были использованы при сравнении с расчетными значениями. В качестве сравниваемых параметров приняты: давление на приеме верхнего и нижнего насосов, подача верхнего и нижнего насосов. В табл. 2 представлены полученные результаты моделирования, сопоставленные с фактическими значениями на основе промысловых данных.

По результатам моделирования получено хорошее соответствие между расчетными и фактическими значениями. Для скважины № 1 отклонение расчетной подачи ЦН1 от фактической не превышает 2,9 %, что является минимальной погрешностью в рамках моделирования. Для скважины № 2 отклонение расчетного давления на приеме ЦН1 от фактического составило 11,1 %. Среднее значение погрешности составило 6,49 %, что сопоставимо с погрешностью приборов для измерения параметров.

#### Выводы

1. Построена математическая модель, описывающая работу системы для одновременно-раздельной эксплуатации скважины, включающей верхний и нижний электроцентробежный насос, а также погружной электродвигатель. Математическая модель позволяет подобрать оптимальную компоновку для одновременно-раздельной эксплуатации с точки зрения обеспечения требуемой депрессии на каждый пласт и исключения срыва подачи.
2. Получено, что при варьировании различных компоновок нижнего электроцентробежного насоса (диапазон развиваемых подач от 50 до 200 м<sup>3</sup>/сут.) и фиксированной компоновке верхнего электроцентробежного насоса увеличение производительности нижнего насоса до 200 м<sup>3</sup>/сут. приводит к увеличению притока жидкости с нижнего пласта (в диапазоне от 45 до 135 м<sup>3</sup>/сут.), однако приток жидкости с верхнего пласта снижается (с 100 до 40 м<sup>3</sup>/сут.). При этом наблюдается одинаковый приток жидкости с обоих пластов при наличии компоновки нижне-

го насоса с производительностью 80 м<sup>3</sup>/сут. Дальнейшее увеличение производительности нижнего насоса приводит к снижению притока жидкости к верхнему насосу от верхнего пласта ввиду увеличения давления на приеме верхнего насоса.

3. Установлено, что при варьировании различных компоновок верхнего насоса (диапазон варьируемых подач от 50 до 200 м<sup>3</sup>/сут.) и фиксированной компоновке нижнего насоса увеличение

производительности верхнего насоса до 200 м<sup>3</sup>/сут. позволяет достичь максимальных показателей добычи при фиксированном значении производительности нижнего, равной 50 м<sup>3</sup>/сут.

4. Результаты моделирования существующих скважин, располагающихся на месторождении X в Приволжском Федеральном округе, показали, что математическая модель обладает погрешностью равной 6,9 %, что сопоставимо с показаниями приборов учета и датчиков.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Деряев А.Р. Способ одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений // *Фундаментальная и прикладная наука: состояние и тенденции развития*. – Петрозаводск: Международный центр научного партнерства «Новая Наука» (ИП Ивановская И.И.), 2022. – С. 111–138.
2. Одновременно-раздельная эксплуатация продуктивных пластов для реализации проектных решений на многопластовых месторождениях / Р.Р. Габдулов, А.В. Новиков, А.В. Ртищев, Е.С. Ширяев, Г.Г. Гилаев // *Нефтегазовое дело*. – 2023. – С. 11–19. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-12(660)-11-19.
3. Оценка эффективности технологии раздельно-поочередной эксплуатации пластов винтовыми насосными установками / Д.В. Пепеляев, Р.Р. Хузин, К.Р. Уразак, Л.А. Муталова // *Нефтегазовое дело*. – 2022. – Т. 20. – № 5. – С. 115–122. DOI 10.17122/ngdelo-2022-5-115-122.
4. Установка насосная для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине с повышенным газовым фактором: пат. № 282538, Российская Федерация, С1; заявл. 11.01.2024; опубл. 26.08.2024, Бюл. № 29. – 8 с.
5. 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>
6. Рабинов Р.Э., Томилова Т.В., Чунаев Д.Р. Применение предиктивной аналитики работы УЭЦН в добывающей скважине к расчету притока и подачи УЭЦН // *Инновационные процессы в науке, технике и экономике: материалы Международной научно-практической конференции*. В 2 ч. – Нижневартовск, 21–22 апреля 2022. – Ч. II. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 130–138.
7. Давыдов И.А., Кулешова Л.С. Повышение эффективности работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов // *Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти*. – Октябрьский, 15 марта 2024. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 228–233.
8. 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. – № 2. – P. 140–143. DOI: 10.4314/jasem.v25i2.
9. 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-odnovremennno-razdelnoy-ekspluatatsii-pri-razrabotke-turneyskih-vizeyskih-i-vereysko-bashkirskih> (дата обращения: 05.10.2024).
10. Stewart M. Centrifugal pumps. – Texas: Gulf Professional Publishing, 2019. – P. 61–309. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809895-0.00003-X>
11. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. An analysis of reliability of electric submersible centrifugal pumps // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2022. – Vol. 2176. – № 1. – P. 012061. DOI: 10.1088/1742-6596/2176/1/012061.
12. Khankishieva T., Zhao Ch. About the system of electric transmission of installations of electric submersible centrifugal pumps used in oil wells // *ETM – Equipment, Technologies, Materials*. – 2022. – Vol. 11. – № 3. – P. 106–110. DOI 10.36962/etm11032022-106.
13. Агадуллин А.Е. Применения электроцентробежных насосов // *Современные технологии в нефтегазовом деле – 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции*. – Октябрьский, 22–23 мая 2024. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 12–15.
14. Bulegenov B.B., Tanzharikov P.A., Suleymenov N.S. Increased reliability of electric centrifugal pumping units // *Oil and Gas*. – 2024. – Vol. 139. – № 1. – P. 74–84. DOI: 10.37878/2708-0080/2024-1.06.
15. Lysenko O.A., Simakov A.V., Kharlamov V.V. The PMSM-drive submersible centrifugal pumps efficiency determining // *Journal of Physics: Conference Series*. – Omsk, 23–24 April 2019. – Omsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – Vol. 1260. – P. 052019. DOI: 10.1088/1742-6596/1260/5/052019.
16. Щербаченя А.С. Анализ технологии одновременно – раздельной эксплуатации скважин // *Вестник науки и образования*. – 2019. – № 9-3 (63). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-tehnologii-odnovremennno-razdelnoy-ekspluatatsii-skvazhin> (дата обращения: 06.10.2024)
17. 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.
18. Миннигалимов Р.З., Баширов Р.Р. Эффективность способа эксплуатации скважин с применением УЭЦН // *Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2023: сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023*. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 274–279.

19. 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: 06.10.2024).
20. 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.

### 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](mailto: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](mailto:WOT_BAX_BAX@mail.ru)

Поступила в редакцию: 20.12.2024

Поступила после рецензирования: 07.03.2025

Принята к публикации: 06.10.2025

### REFERENCES

1. Deryaev A.R. Method of simultaneous separate exploitation of multilayer fields. *Fundamental and Applied Science: state and trends of development*. Petrozavodsk, International Center for Scientific Partnership “New Science” (IP Ivanovskaya I.I.) Publ., 2022. pp. 111–138. (In Russ.)
2. Gabdulov R.R., Novikov A.V., Rtischev A.V., Shiryayev E.S., Gilaev G.G. Simultaneous separate exploitation of productive formations for realization of design solutions at multilayer fields. *Oil and Gas Business*, 2023, pp. 11–19. (In Russ.) DOI: 10.33285/0207-2351-2023-12(660)-11-19.
3. Pepelyayev D.V., Khuzin R.R., Urazakov K.R., Mutalova L.A. Evaluation of the efficiency of the technology of separate-sequence exploitation of reservoirs by screw pumping units. *Oil and Gas Business*, 2022, vol. 20, no. 5, pp. 115–122. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2022-5-115-122.
4. Akhmetshin R.A. *Pumping unit for simultaneous separate exploitation of two formations in a well with increased gas factor*. Patent RF, no. 282538, 2024. (In Russ.)
5. 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>
6. Rabikov R.E. Application of predictive analytics of ESP operation in a producing well to the calculation of ESP inflow and delivery. *Innovative processes in science, technology and economics. Proc. of the International Scientific and Practical Conference*. Nizhnevartovsk, April 21–22, 2022. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., 2022. pp. 130–138. (In Russ.)
7. Davydov I.A. Increasing the efficiency of wells equipped with electric centrifugal pumps. *Proc. of the 51st international scientific and technical conference of young scientists, graduate students and students, dedicated to the 80th anniversary of Devonian oil*. Oktyabrsky, March 15, 2024. Ufa, Ufa State Petroleum Technical University Publ., 2024. pp. 228–233. (In Russ.)
8. 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.
9. 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 Vereysko-Bashkir deposits. *Exposition Neft Gaz*, 2018, no. 7 (67). Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnost-primeneniya-sposoba-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-pri-razrabotke-turneyskih-vizeyskih-i-vereysko-bashkirskih> (accessed 5 October 2024).
10. Stewart M. *Centrifugal pumps*. Texas, Gulf Professional Publishing, 2019. pp. 61–309. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809895-0.00003-X>.
11. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. An analysis of reliability of electric submersible centrifugal pumps. *Journal of Physics: Conference Series*, 2022, vol. 2176, no. 1, pp. 012061. DOI: 10.1088/1742-6596/2176/1/012061.
12. Khankishieva T., Zhao Ch. About the system of electric transmission of installations of electric submersible centrifugal pumps used in oil wells. *ETM - Equipment, Technologies, Materials*, 2022, vol. 11, no. 3, pp. 106–110. DOI: 10.36962/etm11032022-106.
13. Agadullin A.E. Applications of electric centrifugal pumps. Modern technologies in oil and gas business. *Proc. of the international scientific and technical conference*. Oktyabrsky, May 22–23, 2024. Ufa, Ufa State Petroleum Technical University Publ., 2024. pp. 12–15. (In Russ.)
14. Bulegenov B.B., Tanzharikov P.A., Suleymenov N.S. Increased reliability of electric centrifugal pumping units. *Oil and Gas*, 2024, vol. 139, no. 1, pp. 74–84. DOI: 10.37878/2708-0080/2024-1.06.
15. Lysenko O.A., Simakov A.V., Kharlamov V.V. The PMSM-drive submersible centrifugal pumps efficiency determining. *Journal of Physics: Conference Series*. Omsk, April 23–24, 2019. Omsk, Institute of Physics Publishing Publ., 2019. pp. 052019. (In Russ.) DOI: 10.1088/1742-6596/1260/5/052019.
16. Scherbachnyaya A.S. Analysis of the technology of simultaneous – separate operation of wells. *Bulletin of Science and Education*, 2019, no. 9-3 (63). Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-tehnologii-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-skvazhin> (accessed 6 October 2024).
17. 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.

18. Minnigalimov R.Z., Bashirov R.R. Efficiency of the method of well operation with the use of ESP. *Innovations and prospects of development in oil and gas business. Proc. of the regional scientific-practical conference of young scientists, graduate students and students*. Oktyabrsky, 24 November, 2023. Ufa, Ufa State Petroleum Technical University Publ., 2023. pp. 274–279. (In Russ.)
19. 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). Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnost-primeneniya-sposoba-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-pri-razrabotke-turneyskih-vizeyskih-i-vereysko-bashkirskih> (accessed 6 October 2024).
20. 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.

#### 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**, Postgraduate Student Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation. WOT\_BAX\_BAX@mail.ru

Received: 20.12.2024

Revised: 07.03.2025

Accepted: 06.10.2025