МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО ДЕБИТА И УДЕЛЬНОГО ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

METHOD OF CALCULATION THE OPTIMUM PRODUCTION RATE AND SPECIFIC ENERGY CONSUMPTION OF PRODUCING WELLS

К. Р. Уразаков
Kamil R. Urazakov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

А. М. Азизов
Amir M. Azizov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological
University, Branch,
Salavat, Russian Federation

С. И. Казетов
Sagidulla I. Kazetov

Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) им. И.М. Губкина,
г. Москва, Российская Федерация

National University of Oil
and Gas «Gubkin University»,
Moscow, Russian Federation

Ф. Ф. Давлетшин
Filus F. Davletshin

Башкирский государственный
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Bashkir State University,
Ufa, Russian Federation

Эффективность эксплуатации добывающего фонда скважин определяется выбором обоснованного технологического режима. В статье представлен метод проектирования технологического режима скважин, эксплуатируемых штанговыми насосными установками, базирующийся на критериях оптимизации дебита скважин и снижения удельных энергетических затрат при добыче нефти.

Для условий разработки Узеньского месторождения рассмотрено решение системы уравнений, описывающей совместную работу системы скважина — пласт — насосная установка, показан расчет величины установившегося забойного давления и ожидаемого дебита скважины в зависимости от выбранного технологического режима. Продемонстрирован способ определения оптимального дебита скважины и соответствующей ему величины теоретической подачи насоса, определяющей технологический режим эксплуатации.

Разработан метод расчета энергопотребления штанговых установок, базирующийся на динамическом моделировании работы внутрискважинного оборудования. Проведенная верификация математической модели подтвердила адекватность моделирования динамических нагрузок и расчета энергетических потерь в подземной части насосной установки. Представлена методика определения потерь мощности в наземной части штанговой установки с учетом циклического характера ее загрузки. Построена модельная кривая изменения удельного энергопотребления от забойного давления на примере одной из скважин месторождения Узень, проанализирова-

Ключевые слова

добывающая скважина,
технологический режим
эксплуатации, штанговая насосная
установка, забойное давление,
дебит скважины, удельный расход
электроэнергии

ны особенности ее конфигурации. Показано, что для выбранной скважины величины забойных давлений с точки зрения оптимизации дебита скважины и удельных энергетических затрат близки друг к другу. Верификация разработанного метода расчета удельного энергопотребления показала, что метод с достаточной для практики точностью позволяет производить расчет электроэнергии, потребляемой штанговыми насосными установками.

The efficiency of producing wells operation is determined by the choice of a reasonable technological regime. The paper presents a method for designing the operation regime of wells operated by rod pump installations, based on the criteria for optimizing well flow rates and reducing specific energy consumption for oil production.

For the development conditions at Uzen oilfield, the solution of the system of equations describing the joint operation of the well — reservoir — pumping unit is considered, the calculation of the steady-state bottomhole pressure and the expected well flow rate depending on the selected technological regime is shown. The method for determining the optimal well flow rate and the corresponding value of the theoretical pump delivery determining the technological mode of operation is demonstrated.

A method has been developed for calculating the energy consumption of rod pump installations, based on the dynamic modeling of the operation of downhole equipment. The verification of the mathematical model proved the adequacy of simulation of dynamic loads and calculation of energy losses in downhole equipment of a pump installation. A method for determining power losses of surface equipment of a pump installation is presented, taking into account the cyclical nature of its loading. A model curve of the change in the specific energy consumption from bottomhole pressure is calculated on the example of one of the wells of the Uzen oilfield, the features of its configuration are analyzed. It is shown that for the selected well, the values of bottomhole pressures from the point of view of optimizing the well production rate and specific energy consumption are close to each other. Verification of the developed method of calculating the specific energy consumption showed that the method with sufficient accuracy for practice allows the calculation of the electricity consumed by the rod pump installations.

Внедрение программ энергоэффективности и рационального использования ресурсов с целью повышения рентабельности разработки месторождений, эксплуатируемых штанговыми насосными установками (УСНН), обуславливает актуальность разработки методов оптимизации технологического режима добывающих скважин. Задача выбора оптимального технологического режима и насосного оборудования является достаточно сложной, так как включает в себя учет ряда геолого-технологических, энергетических и экономических факторов. В качестве критериев оптимизации могут рассматриваться интенсификация дебита скважины и минимизация удельных затрат энергии при добыче скважинной продукции.

Оптимальный дебит скважины

Расчет максимально возможных отборов жидкости из скважины при сохранении достаточной надежности оборудования определяется условием совместной работы системы

Key words

producing well, operation regime, rod pump installation, bottomhole pressure, well flow rate, specific power consumption

скважина — пласт — насосная установка. Для прогнозирования дебита скважины решается система уравнений, первое из которых описывает приток жидкости из пласта, а второе — подачу насосной установки. При забойных давлениях ниже давления насыщения для расчета притока принято использовать композитную модель Вогеля, а для прогнозирования подачи насоса рекомендуются эмпирические зависимости, основанные на статистической обработке данных по скважинам месторождения. В частности, для условий разработки XIV горизонта Узеньского месторождения расчет оптимального режима скважин сводится к решению системы [1, 2]

$$\begin{cases} Q_{пл} = K_0 (P_{пл} - P_{нас}) + 0,8 \left(K_0 \frac{P_{нас}}{3,6} \right) \left(1 - \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^6 \right), \\ Q_n = \frac{Q_T P_{np}}{0,1\alpha + \beta P_{np}} \end{cases} \quad (1)$$

где $Q_{пл}$ — приток жидкости из пласта, рассчитывается по модифицированной формуле

Вогеля; K_0 — коэффициент продуктивности скважин при забойном давлении выше давления насыщения; P_{nl} — пластовое давление; $P_{заб}$ — забойное давление; $P_{нас}$ — давление насыщения нефти газом; Q_n — фактическая подача насоса; Q_T — теоретическая подача насоса; $P_{np} = P_{заб} - \Delta P$ — давление на приеме насоса; ΔP — перепад давления от глубины подвески насоса до забоя скважины; α, β — эмпирические коэффициенты, индивидуальные для каждого месторождения.

Совместное решение системы (1) позволяет получить уравнение для определения забойного давления в виде полинома 7-й степени $AP_{заб}^7 + BP_{заб}^6 + C(Q_T)P_{заб} + D(Q_T) = 0$, (2) коэффициенты которого определяются согласно выражениям:

$$\begin{cases} A = 0,8 \left(\frac{K_0 \beta}{3,6 P_{нас}^5} \right) \\ B = \frac{0,8 K_0 \beta}{3,6 P_{нас}^5} (0,1 \alpha - \beta \Delta P) \\ C = Q_T - \beta K_0 \left(P_{nl} - P_{нас} + 0,8 \left(\frac{P_{нас}}{3,6} \right) \right) \\ D = -K_0 (0,1 \alpha - \beta \Delta P) \left(P_{nl} - P_{нас} + 0,8 \left(\frac{P_{нас}}{3,6} \right) \right) - Q_T \Delta P \end{cases} \quad (3)$$

Решение нелинейного параметрического уравнения (3) относительно забойного давления производится численно итеративным методом Ньютона-Рафсона. В отличие от графоаналитического метода решения совместного уравнения (1), рассмотренного в работе [3], предлагаемый алгоритм позволяет произво-

дить прямой расчет величины установившегося забойного давления и прогнозного дебита скважины в зависимости от выбранного технологического режима.

На рисунке 1 представлен расчет установившегося забойного давления и дебита скважины для условий скважины № 9448 Узеньского месторождения.

Из графиков рисунка 1 видно, что при снижении забойного давления ниже минимального рекомендуемого, равного 62 % от давления насыщения [4], прирост дебита скважины на единицу депрессии значительно уменьшается, и увеличение теоретической подачи практически не приводит к росту дебита скважины. Таким образом, данная величина забойного давления может рассматриваться как оптимальная с точки зрения интенсификации дебита. Из анализа графиков также следует хорошее согласие между фактическими и расчетными данными: неточность оценки дебита скважины по данным фактического режима составляет менее 2,2 %.

Построение карты технологических режимов в виде диаграммы $Q_T - P_{заб} - Q_{nl}$ позволяет произвести оперативный расчет оптимального технологического режима скважины. Пересечение линии оптимального забойного давления с расчетной кривой изменения забойного давления позволяет рассчитать определяющую режим откачки теоретическую подачу насоса и далее произвести расчет ожидаемого дебита скважины при выбранном режиме откачки.

Рисунок 1. Расчет установившегося забойного давления и дебита скважины

Удельное энергопотребление штанговых установок

Расчет энергопотребления штанговых установок имеет важное прикладное значение с точки зрения рациональной разработки месторождений, поскольку позволяет принимать меры для уменьшения потерь энергии, производить точный расчет эксплуатационных затрат, связанных с энергопотреблением при экономическом обосновании штанговой насосной добычи и, наконец, уточнять существующий метод подбора режима работы УСШН.

Расход электрической энергии, а также удельное энергопотребление УСШН зависят от комплекса технических параметров самой установки, технологического режима её работы, а также физико-химических свойств извлекаемой жидкости. Мощность, потребляемая двигателем станка-качалки (СК), расходуется на выполнение полезной работы по подъему жидкости на поверхность и на покрытие потерь мощности в подземном и наземном оборудовании. В общем случае выражение для расчета полной мощности, потребляемой насосной установкой, определяется как [5]

$$N = N_{\text{ПМ}} + \Delta N_{\text{ПОДЗ}} + \Delta N_{\text{СК}} + \Delta N_{\text{ЭД}}, \quad (4)$$

где $N_{\text{ПМ}}$ — полезная мощность, расходуемая на подъем скважинной жидкости; $\Delta N_{\text{ПОДЗ}}$ — потери мощности в подземной части насосной установки, обусловленные граничным трением штанг о стенки НКТ и плунжера в цилиндре насоса, гидродинамическим трением штанг, а также утечками в клапанах насоса; $\Delta N_{\text{СК}}$ — потери мощности в элементах СК; $\Delta N_{\text{ЭД}}$ — потери мощности в электродвигателе (ЭД).

Для определения мощности, потребляемой штанговой установкой, применяются два подхода. Первый заключается в последовательном расчете всех составляющих баланса потребляемой мощности по формулам, что позволяет учесть реальные условия работы УСШН. Однако применяемые на практике расчетные зависимости, как правило, имеют приближенный характер, что приводит к погрешностям в расчете. Второй способ базируется на использовании эмпирических зависимостей (АЗИНМАШ, Б.М. Плюща и В.О. Саркисяна, методика ПАО «Татнефть» и др.), хорошо зарекомендовавших себя для условий конкретных месторождений, для которых они были получены, но не учитывающих

индивидуальные особенности работы каждой скважины [6, 7].

В данной работе рассмотрен подход, при котором расчет электроэнергии и мощности, потребляемой подземной частью насосной установки, производится с использованием динамической модели штанговой установки, позволяющей детально учесть составляющие энергетических потерь. Возвратно-поступательное движение штанговой колонны описывается волновым уравнением продольных упругих колебаний с учетом нагрузок, обусловленных силой тяжести штанг в жидкости, граничным трением штанг о стенки насосно-компрессорных труб и вязким трением штанг о жидкость. Граничные условия для задачи формулируются в предположении, что верхний конец колонны штанг движется по гармоническому закону, а к нижнему концу приложена переменная сила, действующая на плунжер штангового насоса, которая складывается из силы гидродинамического давления жидкости на плунжер в насосно-компрессорных трубах и в подплунжерной полости насоса с учетом гидравлических потерь и потерь энергии, обусловленных силой трения плунжера о цилиндр насоса [8, 9].

Решение уравнений, описывающих динамику подземной части штанговой установки, позволяет произвести расчет распределения во времени результирующей динамической нагрузки $P_{\text{дин}}(t)$, действующей в колонне штанг, в том числе на полированный шток. Средняя мощность, развиваемая в подземной части насосной установки за один цикл хода плунжера, определяется исходя из величины мгновенной мощности, численно равной произведению динамической нагрузки на скорость перемещения точки подвеса штанговой колонны, согласно формуле

$$N_{\text{ПОДЗ}} = \frac{\pi S n \int_0^T P_{\text{дин}}(t) \sin(2\pi n t) dt}{\int_0^T dt}, \quad (5)$$

где S — длина хода головки балансира; n — число качаний; T — время, за которое совершается один полный ход головки балансира.

Проведенная верификация математической модели для скважин месторождения Узень показала, что модель с достаточной для практики точностью описывает внутрискважинные процессы в системе пласт — скважинный штанговый насос — лифт (рисунки 2).

Погрешность определения потребляемой подземной частью штанговой установки мощно-

сти, рассчитанной в соответствии с формулой (5), не превышает 4,5 % (таблица 1).

а)

б)

Рисунок 2. Расчетные (сплошная линия) и фактические (штриховая) динамограммы скважины № 676 (а), скважины № 1982 (б)

Таблица 1. Верификация динамической модели штанговой установки

Скважина	Потребляемая подземной частью УСШН мощность, кВт		
	модель	факт. данные	отклонение, %
№ 676	5,9	5,7	3,8
№ 1982	8,4	8,8	4,5

Величина постоянных потерь мощности в станке-качалке полагается постоянной, определяемой потерями мощности за один оборот кривошипа с учетом типоразмера станка-качалки.

Потери мощности в электродвигателе выражаются в его КПД. Расчет потерь в электродвигателе СК с учетом циклического характера его загрузки производится согласно следующей методике.

1. По нагрузочным характеристикам электродвигателя определяется соответствующий эквивалентной мощности КПД η_{Σ} . Для оценки влияния нагрузки на значения КПД используются типовые для асинхронных ЭД зависимости параметра от коэффициента загрузки $\eta(K_3)$ [10].

2. Производится расчет коэффициента формы кривой загрузки, определяющей степень неравномерности загрузки электродвигателя, согласно формуле [11]

$$K\Phi = 1,11 \sqrt{1 + \frac{3,4S^2 10^5}{D_n^3} \left(\frac{K_c + 5,6n^2}{10000} \right)^2}, \quad (6)$$

где D_n — диаметр насоса, K_c — коэффициент, характеризующий конструктивные элементы СК.

Коэффициент формы в значительной степени зависит от уравновешенности привода. Как правило, взаимовлияние добывающих и нагнетательных скважин при изменении условий работы системы поддержания пластового

давления (ППД) (остановка нагнетательных или добывающих скважин вследствие сбоя в системе ППД или текущего ремонта скважин) приводит к изменению динамического уровня в скважине и изменению уравновешенности привода. Однако при этом степень уравновешенности меняется незначительно, и определение коэффициента формы с достаточной для практических расчетов точностью можно производить согласно формуле (6).

3. Рассчитываются циклическое значение КПД в зависимости от коэффициента формы кривой $\eta_i(\eta_{\Sigma}, K\Phi)$ и мощность, потребляемая электродвигателем и всей насосной установкой [11, 12].

На рисунке 3 приведена расчетная зависимость величины удельной электроэнергии, потребляемой штанговой насосной установкой (суммарной энергии, расходуемой в единицу времени на подъем единицы массы скважинной продукции с глубины динамического уровня с учетом потерь энергии в подземной и наземной частях), от забойного давления для одной из скважин Узеньского месторождения.

Из анализа графиков рисунка 3 следует немоноотонный характер кривой удельного энергопотребления, характеризующейся наличием области изменения забойного давления, в которой достигается минимальное значение величины удельной потребляемой энергии, и повышением удельных энергозатрат вне этого

Рисунок 3. Зависимость удельного потребления электроэнергии от забойного давления (скважина № 2879)

интервала. Увеличение удельного энергопотребления при возрастании забойного давления выше давления насыщения обусловлено снижением дебита скважины и повышением доли постоянных потерь в наземной и подземной частях насосной установки.

При значительном снижении забойного давления ниже давления насыщения дебит скважины практически не растет (рисунок 1), однако уменьшение забойного давления (и, соответственно давления на приеме насоса) способствует, во-первых, возрастанию нагрузок на внутрискважинное оборудование, и, во-вторых, снижению коэффициента подачи штангового насоса, в результате чего для поддержания той же величины подачи насосной установки необходимо увеличение скорости откачки. Результирующее действие этих двух факторов и обуславливает рост величины удельной потребляемой электроэнергии.

Характер кривых удельного потребления электроэнергии определяется индивидуальными характеристиками работы каждой кон-

кретной скважины. Из расчетных графиков видно также, что для скважины № 2879 величины оптимального забойного давления по критериям оптимизации дебита скважины (42,8 атм) и минимизации удельных энергозатрат (40,4 атм) близки друг к другу.

Верификация разработанной методики расчета величины энергопотребления УСШН также показала хорошее согласие между расчетными и промысловыми данными (рисунки 4, 5). Относительная погрешность расчетов по выбранной группе скважин не превышает 8,2 %.

Из графиков на рисунке 4 следует, что фактическая кривая удельного энергопотребления для скважин № 4294 и № 9448 находится в области возрастания удельных энергозатрат при повышении забойного давления, обуславливающего снижение дебита скважины. Для скважин № 676 и № 5412 (рисунок 5) наблюдается наличие минимумов удельного энергопотребления, соответствующих забойным давлениям 43,7 и 40,8 атм.

точки — фактические данные, сплошная линия — расчетные кривые
Рисунок 4. Зависимость удельного электропотребления УСШН от забойного давления, скважины № 4294 и № 9448

точки — фактические данные, сплошная линия — расчетные кривые

Рисунок 5. Зависимость удельного электропотребления УСШН от забойного давления, скважины № 676 и № 5412

Выводы

1. Предложен метод проектирования оптимального технологического режима скважин, эксплуатируемых штанговыми насосными установками.
2. Предложена методика расчета потребляемой электроэнергии штанговых насосных установок на базе динамической модели ее работы.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Валовский В.М., Валовский К.М., Басос Г.Ю., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Артюхов А.В. Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: Нефтяное хозяйство, 2016. 592 с.
2. Takacs G. Sucker-Rod Pumping. Handbook. Elsevier Science, 2015. 598 p.
3. Уразаков К.Р., Казетов С.И., Давлетшин Ф.Ф. Метод проектирования оптимального технологического режима добывающих скважин месторождения Узень // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. № 3. С. 59–71.
4. Назарова Л.Н., Казетов С.И., Ганиев А.Л., Уразаков К.Р. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 2. С. 82–87.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. М: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 824 с.
6. Гиматулинов Ш. К. Справочная книга по добыче нефти. М.: Книга по Требованию, 2012. 456 с.
7. Уразаков К.Р. Механизированная добыча нефти (Сборник изобретений). Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. 329 с.
8. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells // SOCAR Proceedings. 2017. № 4. P. 74–82.

3. Результаты верификации на скважинах XIV горизонта месторождения Узень разработанных моделей и методик показывают, что погрешность расчета дебита скважины не превышает 2,2 %, а погрешность определения величины удельной потребляемой электроэнергии не более 8,2 %.

9. Lao L., Zhou H. Application and Effect of Buoyancy on Sucker Rod String Dynamics // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 146. P. 264–271.

10. Гизатуллин Ф.А., Хакимьянов М.И. Анализ режимов работы электроприводов штанговых скважинных насосных установок // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2017. № 1. Т. 13. С. 11–18.

11. Хакимьянов М.И., Хусаинов Ф.Ф., Шафиков И.Н. Проблемы повышения энергетических характеристик электроприводов скважинных штанговых насосов // Электротехнические системы и комплексы. 2017. № 2 (35). С. 35–40.

12. Вахитова Р.И., Молчанова В.А. Энергопотребление установок электроцентробежных насосов при добыче обводненных нефтей // Территория Нефтегаз. 2016. № 12. С. 112–118.

REFERENCES

1. Valovskii V.M., Valovskii K.M., Basos G.Yu., Ibragimov N.G., Fadeev V.G., Artyukhov A.V. *Ekspluatatsiya skvazhin ustanovkami shtangovykh nasosov na pozdnei stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdenii* [Well Operation by the Installation of Rod Pumps in the Late Stages of Development of Oil Fields]. Moscow, Neftyanoe khozyaistvo Publ., 2016. 592 p. [in Russian].
2. Takacs G. *Sucker-Rod Pumping. Handbook*. Elsevier Science, 2015. 598 p.
3. Urazakov K.R., Kazetov S.I., Davletshin F.F. Metod proektirovaniya optimal'nogo tekhnologicheskogo rezhima dobyvayushchikh skvazhin mestorozhdeniya Uzen. [Method of Designing the Optimum Operation Regime of Production

Wells at Uzen Oil Field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Issue 3 (113), pp. 59–71. [in Russian].

4. Nazarova L.N., Kazetov S.I., Ganiev A.L., Urazakov K.R. Metodika rascheta koeffitsienta produktivnosti skvazhin neodnorodnykh po pronitsaemosti kollektorov. [The Method of Calculation of Well Productivity in Heterogeneous Permeability Reservoirs]. *Neft' Gaz. Novatsii — Oil. Gas. Innovations*, 2018, No. 2, pp. 82–87. [in Russian].

5. Ivanovskii V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Pekin S.S. *Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefii* [Downhole Pumping Units for Oil Production]. Moscow, Gubkin University Publ., 2002. 824 p. [in Russian].

6. Gimatudinov Sh.K. *Spravochnaya kniga po dobyche nefii*. [Reference Book on Oil Production]. Moscow, Kniga po Trebovaniyu Publ., 2012. 456 p. [in Russian].

7. Urazakov K.R. *Mekhanizirovannaya dobycha nefi (Sbornik izobretenii)* [Mechanized Oil Production (Collection of Inventions)]. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., 2010. 329 p. [in Russian].

8. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a Rod

Pump Installation for Inclined Wells. *SOCAR Proceedings*, 2017, No. 4, pp. 74–82.

9. Lao L., Zhou H. Application and Effect of Buoyancy on Sucker Rod String Dynamics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, Vol. 146, pp. 264–271.

10. Gizatullin F.A., Khakim'yanov M.I. Analiz rezhimov raboty elektroprivodov shtangovykh skvazhinnykh nasosnykh ustanovok [Operating Mode Analysis of the Oil Wells Sucker Rod Pump Units Drives]. *Elektrotekhnicheskie i informatsionnye komplekсы i sistemy — Electrical and Data Processing Facilities and Systems*, 2017, Vol. 13, No. 1, pp. 11–18. [in Russian].

11. Khakim'yanov M.I., Khusainov F.F., Shafikov I.N. Problemy povysheniya energeticheskikh kharakteristik elektroprivodov skvazhinnykh shtangovykh nasosov [Problems of Improving the Energy Characteristics of Downhole Sucker Rod Pump Electric Drives]. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы — Electrotechnical Systems and Complexes*, 2017, No. 2 (35), pp. 35–40. [in Russian].

12. Vakhitova R.I., Molchanova V.A. Energopotreblenie ustanovok elektrosentrobezhnykh nasosov pri dobyche obvodnennykh neftei [The Energy Consumption of Electric Centrifugal Pump Unit at Cut Oil Production]. *Territoriya Neftegaz — Oil and Gas Territory*, 2016, No. 12, pp. 112–118. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Уразакое Камил Рахматуллоевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Kamil R. Urazakov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Machines and Equipment for Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Казетов Сагидулла Ибатуллоевич, аспирант кафедры «Разработка нефтяных и газовых месторождений» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

Sagidulla I. Kazetov, Post-Graduate Student of Exploitation of Oil and Gas Fields Department, National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

e-mail: s.kazetov@gmail.com

Азизов Амир Мурад аглу, аспирант кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Amir M. Azizov, Post-Graduate Student of Machines and Equipment for Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Давлетишин Филус Фанизович, аспирант кафедры геофизики, БашГУ, г. Уфа, Российская Федерация

Filus F. Davletshin, Post-Graduate Student of Geophysics Department, BashSU, Ufa, Russian Federation

e-mail: felix8047@mail.ru