

УДК 662.276.53:621.311
DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4330
Шифр специальности ВАК: 1.6.11, 2.4.5

Энергопотребление электроцентробежных насосных установок при добыче высокообводненных нефтей

Р.И. Вахитова^{1✉}, Д.А. Сарачева¹, К.Р. Уразакوف²

¹ Альметьевский государственный нефтяной институт, Россия, г. Альметьевск

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

✉ roza-w@mail.ru

Аннотация. Актуальность. В настоящее время нефтяные месторождения России в основном разрабатываются с применением метода искусственного поддержания пластового давления для достижения высокой нефтеотдачи пластов. Применение на продуктивные пласты искусственного воздействия методом закачки воды способствует преждевременному обводнению добывающих скважин. Обводненность продуктивных пластов на нефтяных месторождениях значительно осложняет технологии добычи нефти. С ростом обводненности пластовой жидкости увеличивается мощность, потребляемая двигателем. Минимизация энергозатрат достаточно актуальна, так как добыча нефти осуществляется со значительными расходами электрической энергии. Важно исследовать зависимости расхода электрической энергии от обводненности скважин. **Цель:** изучение зависимости энергопотребления погружных электроцентробежных установок, эксплуатирующихся в нефтедобывающих скважинах, от обводненности. **Объект:** погружные электроцентробежные установки для добычи нефти. **Результаты.** Чтобы изучить влияния обводненности пластовой жидкости на удельный расход электрической энергии, были выбраны скважины с обводненностью более 90 %. Рассчитали по формуле удельный расход электрической энергии на добычу нефти. Анализ результатов расчетных данных показал, что на добывающих скважинах с обводненностью нефти до 90 % среднее значение удельного расхода электрической энергии на добычу нефти находится в пределах рекомендуемых норм, а в скважинах, где обводненность нефти превышает 90 %, среднее значение удельного расхода электрической энергии на добычу нефти больше, чем рекомендуемые удельные нормы расхода электрической энергии при эксплуатации нефтедобывающих скважин, оснащенных электроцентробежными установками. По расчетным данным построена зависимость удельного расхода электрической энергии на добычу нефти от величины обводненности пластовой продукции, при этом были выбраны скважины, имеющие обводненность более 90 %. Анализ графической зависимости показал, что на скважинах с обводненностью нефти более 90 % величина удельного расхода электроэнергии достигает максимальных значений (удельный расход электрической энергии увеличивается на 40 %).

Ключевые слова: центробежный насос, метод искусственного поддержания пластового давления, обводненность скважин, энергетические затраты, удельный расход электрической энергии на добычу нефти

Для цитирования: Вахитова Р.И., Сарачева Д.А., Уразакوف К.Р. Энергопотребление электроцентробежных насосных установок при добыче высокообводненных нефтей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 88–94. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4330

UDC 662.276.53:621.311
DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4330

Power consumption of electric centrifugal pumping plants under extraction of highly watered oil

R.I. Vakhitova^{1✉}, D.A. Saracheva¹, K.R. Urazakov²

¹ Almet'yevsk State Oil Institute, Almet'yevsk, Russian Federation

² Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russian Federation

✉ roza-w@mail.ru

Abstract. Relevance. Currently, oil fields in Russia are mainly developed using the method of artificial maintenance of reservoir pressure to achieve high oil recovery. The use of artificial impact on productive formations by the method of water injection contributes to the premature irrigation of production wells. Water content of productive layers in oil fields significantly complicates the technology of oil production. With the increase in water content of the surface fluid, the power consumed by the engine increases. Minimization of energy consumption is quite relevant, as oil is produced with significant expenditures of electrical energy. It is important to investigate the dependences of the electric energy consumption on the well water cut. **Aim.** To study the dependence of energy consumption of submersible electric centrifugal units operated in oil production wells on water cut. **Methods.** Submersible electric centrifugal installations for oil production. **Results.** In order to study the effects of formation water cut on electrical energy specific consumption, wells with a water cut of more than 90% were selected. Using the formula, the authors have calculated the electrical energy specific consumption for oil production. The analysis of the results of the calculated data showed that in producing wells with a water cut of up to 90%, the average specific electric power consumption for oil production is within the recommended standards. In wells with the water cut more than 90%, the average specific electric power consumption for oil production exceeds recommended specific norms of electric energy consumption during operation of oil producing wells equipped with electric centrifugal installations. Based on calculated data, the dependence of the specific electrical energy consumption for oil production on the water cut of reservoir products was plotted, and wells with a water cut of more than 90% were selected. The analysis of the graphical dependence showed that in wells with an oil water cut of more than 90%, the specific energy consumption reaches maximum values (the specific energy consumption increases by 40%).

Keywords: centrifugal pump, method of artificial maintenance of reservoir pressure, water cut, energy costs, electrical energy specific consumption for oil production

For citation: Vakhitova R.I., Saracheva D.A., Urazakov K.R. Power consumption of electric centrifugal pumping plants under extraction of highly watered oil. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 4, pp. 88–94. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4330

Введение

При разработке нефтяных месторождений в Российской Федерации со временем наблюдается структурное ухудшение нефтяных запасов, разработка ранее не освоенных месторождений связана с суровыми климатическими условиями и со сложным геологическим строением. Важно отметить, что основным источником углеводородного сырья в настоящее время остаются ранее разрабатываемые объекты, которые находятся на поздней стадии разработки. Для длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений в современных условиях характерна тенденция увеличения количества находящихся уже в разработке сложных залежей, доли с малым и средним дебитом добывающих скважин.

Технико-экономические показатели установок электроцентробежных насосов на разных месторождениях отличаются друг от друга, а причины такой ситуации в основном кроются в условиях эксплуатации, которые определяются свойствами добываемой из скважин пластовой жидкости и конструкцией ствола скважины [1].

В настоящее время нефтяные месторождения страны в основном разрабатываются с помощью метода искусственного поддержания пластового давления для достижения высокой нефтеотдачи пластов и интенсификации выработки запасов нефти. Наибольшее распространение среди методов искусственного воздействия на пласты получил гидродинамический метод, который связан с управлением давлением пласта путем закачки раз-

личных флюидов в залежь. В большинстве случаев добыча нефти в России характеризуется применением методов регулирования давления пласта способом закачки воды в залежь. Этот метод называется методом поддержания пластового давления (ППД) заводнением [2]. В то же время отмечается, что применение искусственного воздействия методом закачки воды и способы форсированной добычи пластовой жидкости на продуктивные пласты способствуют преждевременному обводнению добывающих скважин [3–5].

Обводнение скважин – это существенный фактор, осложняющий условия эксплуатации. Появление пластовой воды в продукции скважин значительно меняет свойства всей системы. Изменяется вязкостная характеристика добываемой продукции, а к этому, как известно, достаточно чувствительны особенно центробежные насосы [6, 7]. Наличие высокоминерализованной воды, которая обладает повышенной коррозионной активностью, способствует возникновению в работе погружной установки различных осложнений, связанных с образованием солевых отложений, преждевременным выходом из строя отдельных деталей и узлов установки [8, 9].

Обводнение пластовой жидкости способствует увеличению числа отказов установок [10]. С ростом обводненности пластовой жидкости увеличивается мощность, потребляемая двигателем, а это ведет к энергонапряженности установки по электрической части. В случае попадания воды через сальниковое уплотнение в погружной двигатель

и протектор возможен пробой обмотки, износ уплотнительных элементов и вала. Возрастает аварийность электрических кабелей в пластовой среде из-за падения сопротивления изоляции. Наблюдается увеличение количества прогаров токоввода электрического двигателя. Увеличение значения крутящего момента на валу погружного двигателя вследствие гидравлических сопротивлений способствует более раннему выходу из строя электрической части погружной установки, а иногда и слому вала протектора или насоса [11].

Низкая эффективность применяющихся систем заводнения для нефтяных пластов способствует тому, что закачка жидкости в качестве вытесняющего агента не дает требуемых темпов добычи пластовой жидкости, а ее обводненность интенсивно растет и достигает 90 % и более. Необходимо отметить, что наблюдается постоянный реальный рост обводненности пластовой продукции [12].

Обводненность продуктивных пластов на нефтяных месторождениях значительно осложняет технологии добычи механизированными способами, сбора и подготовки нефти [11]. В исследованиях, посвященных добыче обводненных нефтей, отмечается, что появление воды в продукции добывающей скважины в целом увеличивает напряженность работоспособности системы «пласт–насос», снижает технико-экономические показатели процесса эксплуатации установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) [13].

Постановка проблемы

При снижении объемов добычи нефти актуальна оптимизация режимов работы добывающих скважин по экономическим критериям, а именно, по себестоимости добываемой нефти. В структуре себестоимости добычи нефти энергетические затраты в некоторых нефтегазодобывающих организациях достигают до 30–40 %, это обуславливается резким увеличением обводненности пластовой жидкости и необходимостью закачивания большого количества воды и добычи в таких же количествах нефтесодержащей жидкости. В современных условиях важно анализировать затраты на энергопотребление, разрабатывать мероприятия по их снижению [14]. Необходимо адекватно оценивать энергопотребление оборудования нефтедобывающих скважин [15].

В процессах добычи нефти оптимальность энергозатрат не является самоцелью. Необходимо вести добычу нефти в оптимальном технологическом режиме, в заданные сроки обеспечивать при минимальных затратах максимально возможное извлечение углеводородных запасов.

Энергетические затраты при добыче пластовой жидкости на нефтяных месторождениях зависят,

прежде всего, от геологических показателей месторождений и технологических условий добычи. При общей тенденции увеличения энергопотребления каждое месторождение по мере его разработки характеризуется определенной закономерностью между энергопотреблением и добычей пластовой жидкости.

Для освоения нефтяных регионов на поздних стадиях разработки, когда добыча нефти снижается, а отбор нефтесодержащей жидкости возрастает, увеличение энергопотребления в процессе добычи нефти является объективным фактором. Минимизация энергозатрат достаточно актуальна, так как добыча нефти осуществляется со значительными расходами электрической энергии [16].

Наиболее энергоёмкими технологическими процессами являются извлечение пластовой жидкости из скважин на дневную поверхность и поддержание пластового давления, что составляет большую часть расходов на добычу нефти [14].

Из анализа энергоёмких технологических процессов (закачивание попутной воды для поддержания давления пласта, извлечение пластовой жидкости из скважин на дневную поверхность) следует, что темпы снижения добычи нефти более интенсивны, чем темпы снижения объемов закачивания и поднятия попутной воды [17].

К повышению удельного расхода ведет завышение установленной мощности трансформаторного и электромеханического оборудования. Причиной этого процесса является снижение энергетической эффективности сооружений и оборудования из-за истощения в результате разработки углеводородных запасов.

На основании вышеизложенного можно выделить основные причины роста удельного расхода электрической энергии при добыче нефти:

- увеличение объемов добычи попутной воды;
- увеличение удельных объемов закачки попутной воды для ППД;
- появление «излишка мощностей» [14].

По мере разработки месторождения даже при постоянной глубине скважин удельный расход электроэнергии на добычу пластовой жидкости имеет тенденцию к увеличению [16].

Представляют интерес исследования, проведенные В.Я. Чароновым по изучению зависимости удельного расхода энергии от обводненности пластовой жидкости [14]. На рис. 1 приведена графическая зависимость удельного расхода электрической энергии на добычу нефти на добывающих скважинах, которые оснащены электроцентробежными и штанговыми насосами, при различных значениях уровней, от обводненности жидкости.

Из анализа рис. 1 видно, что рост расхода электроэнергии начинается со значения обводненности

80 %, а при обводненности более 95 % следует ожидать, что расход электрической энергии для извлечения на дневную поверхность такой жидкости даже может не окупаться выручкой от реализации добываемой нефти. Исследования [14] показывают, что, начиная с обводненности нефти 98 %, ее добыча (даже не учитывая сокращение эксплуатационных затрат на скважину и высвобождение ее основного оборудования) становится неэффективной.

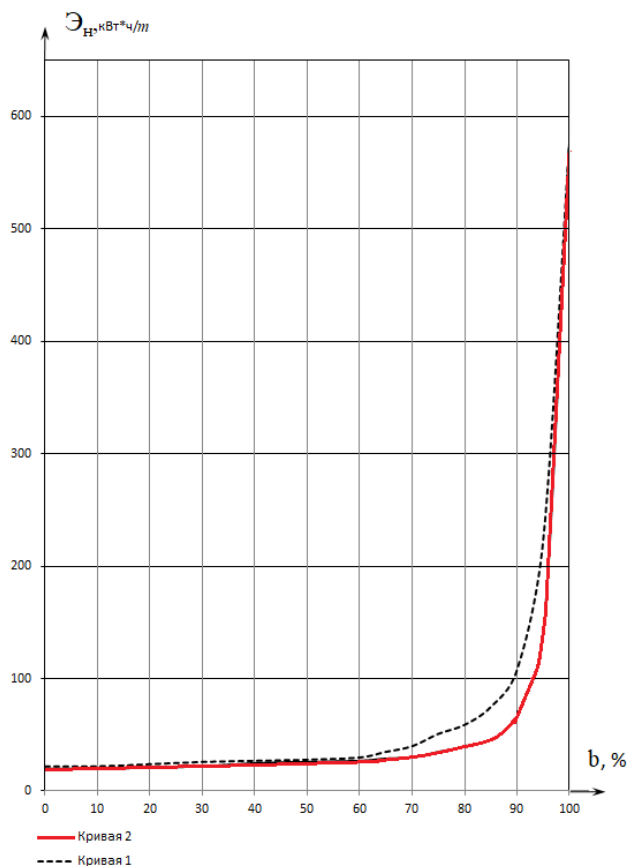


Рис. 1. Зависимость удельного расхода электрической энергии от величины обводненности пластовой жидкости при следующих условиях: кривая 1 – $H_D + H_{ГЗУ} = 1000$ м, кривая 2 – $H_D + H_{ГЗУ} = 600$ м

Fig. 1. Dependence of electrical energy specific consumption on the value of formation fluid water cut under the following conditions: curve 1 – $H_D + H_{GMP} = 1000$ m, curve 2 – $H_D + H_{GMP} = 600$ m

Учитывая, что технологии подъема нефти в скважинах, оснащенных скважинными штанговыми насосами и электроцентробежными насосами, различаются и электроцентробежные насосы эксплуатируются на добывающих скважинах с высокой обводненностью, а также отсутствие других альтернативных способов эксплуатации для высокообводненных скважин, представляет интерес изучение энергетических параметров на скважинах, оснащенных УЭЦН, с обводненностью 90 % и более.

Большинство нефтяных месторождений Российской Федерации разрабатывается на поздней стадии, увеличивается фонд высокообводненных скважин с малыми и средними дебитами, растет энергоемкость добычи нефти. Эксплуатация таких скважин сопровождается различными осложнениями, поэтому в процессе работы необходима оптимизация режимов добывающих скважин. Важно исследовать зависимости расхода электрической энергии от технологических параметров УЭЦН.

Одним из важных параметров работы установок погружных центробежных насосов является показатель энергозатрат.

Промысловые исследования

Для проведения промысловых исследований были выбраны несколько скважин. С целью исследования режимов работы электронасосных центробежных установок на этих скважинах определили следующие параметры:

- динамический уровень H_D , м;
- расход активной энергии W_a , кВт·ч;
- глубины подвески насоса $H_{П}$, м;
- дебит жидкости $Q_{ж}$, м³/сут;
- обводненность нефти b , %.

Чтобы изучить влияние обводненности пластовой жидкости на удельный расход электрической энергии, были выбраны в основном скважины с обводненностью 90 % и более.

Удельный расход электрической энергии на добычу нефти рассчитаем по формуле:

$$\mathcal{E}_H = \frac{W_a}{Q_{ж} \rho (1-b)}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{т},$$

где ρ – удельный вес жидкости, т/м³; b – обводненность нефти, %.

Результаты расчетов удельного расхода электроэнергии на добычу нефти сведены в таблице.

Имеется рекомендуемое значение удельного расхода электрической энергии при добыче нефти с помощью установок ЭЦН, оно находится в интервале 70–120 кВт·ч/т (РД 39-3-934-83 «Методика расчета норм расхода электрической энергии на добычу нефти»).

Анализ результатов расчетных данных показал, что на добывающих скважинах с обводненностью нефти до 90 % среднее значение удельного расхода электрической энергии на добычу нефти составляет 94 кВт·ч/т, в то же время на скважинах, где обводненность нефти превышает 90 %, среднее значение удельного расхода электрической энергии на добычу нефти составляет 369 кВт·ч/т, а это превышает рекомендуемые удельные нормы расхода электрической энергии при эксплуатации нефтедобывающих скважин, оснащенных УЭЦН [18–20].

Таблица. Результаты расчетов удельного расхода электроэнергии на добычу нефти ($\mathcal{E}_n$)

Table. Results of calculations of specific electricity consumption for oil production

№ скважин (обезличен- ные) Well no. (anonimized)	$\mathcal{E}_n$, кВт·ч/т kWt·h/t	№ скважин (обезличен- ные) Well no. (anonimized)	$\mathcal{E}_n$, кВт·ч/т kWt·h/t	№ скважин (обезличен- ные) Well no. (anonimized)	$\mathcal{E}_n$, кВт·ч/т kWt·h/t	№ скважин (обезличен- ные) Well no. (anonimized)	$\mathcal{E}_n$, кВт·ч/т kWt·h/t	№ скважин (обезличен- ные) Well no. (anonimized)	$\mathcal{E}_n$, кВт·ч/т kWt·h/t
1	70,387	11	501,85	21	43,069	31	426,25	41	417,55
2	50,328	12	139,35	22	1806,7	32	167,85	42	299,56
3	151,05	13	288,567	23	177,37	33	113,452	43	147,125
4	224,04	14	183,6	24	212,525	34	231,73	44	359,975
5	151,05	15	1063,2	25	227,51	35	117,9	45	689,96
6	81,75	16	138,614	26	163,367	36	84,26	46	134,82
7	60,45	17	327,1375	27	53,588	37	411,8	47	171,25
8	80,592	18	231,97	28	207,44	38	637,55	48	117,43
9	129,78	19	163,569	29	73,455	39	369,875	49	936,8
10	165,22	20	204,4625	30	707,55	40	37,609		

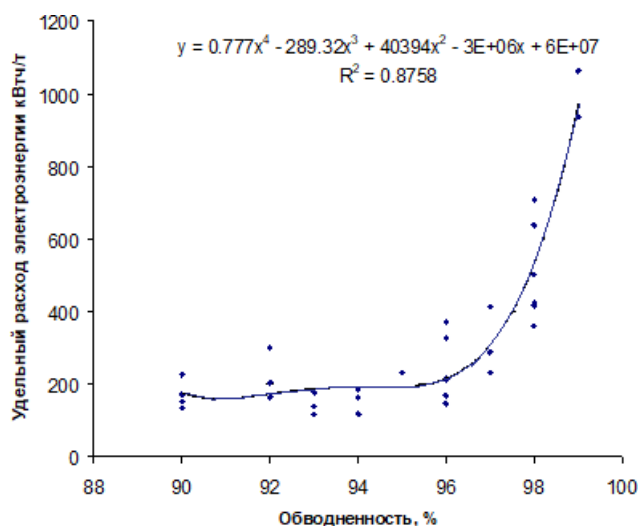


Рис. 2. Зависимость удельного расхода электроэнергии на добычу нефти на скважинах, оборудованных УЭЦН, от обводненности продукции

Fig. 2. Dependence of the specific electricity consumption for oil production at wells equipped with installations of electric centrifugal pumps on the water cut of the products

Построена зависимость удельного расхода электрической энергии на добычу нефти от величины обводненности пластовой продукции, при этом были выбраны скважины, имеющие обводненность более 90 % (рис. 2).

Из анализа рис. 2 следует, что на скважинах с обводненностью нефти более 90 % завышена удельная величина расхода электрической энергии. Зависимость удельного расхода электроэнергии на добычу нефти от глубины подвески насоса и динамического уровня не рассматривается.

Вывод

Промысловые исследования показали, что на скважинах, оборудованных установками центробежных насосов и имеющих обводненность пластовой продукции, превышающую 90 %, увеличивается удельная величина расхода электрической энергии на 40 %. Важно отметить, что на скважинах, имеющих обводненность 99 %, величина удельного расхода электроэнергии достигает максимума – 1063 кВт·ч/т, на добывающих скважинах, имеющих обводненность 98 %, удельный расход электроэнергии в среднем составил 530 кВт·ч/т.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сарачева Д.А., Вахитова Р.И. О повышении эффективности эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2 (100). – С. 91–98.
2. Goldman H., Goldman E., Goldman Ch. Creating the future: integrated resource planning for electric utilities // Annual Review of Energy. – 1991. – Vol. 16. – № 1. – P. 91–121. DOI: 10.1146/annurev.eg.16.110191.000515
3. Кандакова Т.В., Старцев И.С. Анализ влияния геологического строения на обводненность продукции Турнейской залежи Этышского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2017. – № 1. – С. 153–155.
4. Ge Y., Li S., Xiaodong Z. Optimization for asp flooding based on adaptive rationalized Haar function approximation // Hinese journal of chemical engineering. – 2018. – Vol. 26. – № 8. – P. 1758–1765. DOI: 10.1016/j.cjche.2018.06.015
5. Application potential of in situ emulsion flooding in the high-temperature and high-salinity reservoir / W. Pu, C. Shen, Y. Yang, R. Liu, D. Du, Z. Mei // Journal of dispersion science and technology. – 2018. – Vol. 68. – P. 347–368. DOI: 10.1080/01932691.2018.1491858
6. Обводненность как один из факторов, влияющих на экономическую эффективность проекта / Н.А. Джумязова, Е.Д. Кузнецова, С.А. Никель, А.О. Лобовиков // Актуальные проблемы экономики и управления на предприятиях

машиностроения, нефтяной и газовой промышленности в условиях инновационно-ориентированной экономики. – 2017. – Т. 1. – С. 33–38.

7. Acosta-Coll M., Ballester-Merelo F., Martínez-Peiró M. Early warning system for detection of urban pluvial flooding hazard levels in an ungauged basin // *Natural hazards*. – 2018. – Vol. 92. – № 2. – P. 1237–1265. DOI: 10.1007/s11069-018-3249-4
8. Si Q., Cui Q., Yuan S. Tests for flow induced characteristics of a centrifugal pump under air-water two-phase inflow condition // *Journal of Vibration and Shock*. – 2019. DOI: 10.1088/1755-1315/240/3/032016
9. Experimental evaluation of different strategies for improving oil recovery at high-water-cut by quantitative etched-glass micro-models / D. Wu, B. Ju, E.T. Brantson, X. Chen, Y. Fu // *Energy Exploration and Exploitation*. – 2016. – Vol. 34. – № 4. – P. 586–605.
10. Karambeigi M.S., Asl A.H., Nasiri M. Multi-objective optimization of microemulsion flooding for chemical enhanced oil recovery // *Oil and Gas Science and Technology*. – 2018. – Vol. 73. – P. 73.
11. Лигинькова Я.С. Исследование влияния геолого-промысловых характеристик турнейского пласта на обводненность продукции скважин // *Недропользование*. – 2022. – Т. 22. – № 1. – С. 15–20.
12. Тиллоева Х.Ф., Тошев Ш.О. Изучение влияния на обводненность скважин при эксплуатации нефтяной скважины фонтанным способом // *Аллея науки*. – 2022. – Т. 1. – № 12 (75). – С. 625–629.
13. Li S., Ge Y. A numerical computation approach for the optimal control of asp flooding based on adaptive strategies // *Mathematical problems in engineering*. – 2018. – Vol. 175. – P. 223–228. DOI: 10.1155/2018/1040476
14. Чаронов В.Я. Автоматизация работы основного оборудования и проблемы энергосбережения на объектах нефтегазодобычи. – Альметьевск: «ТатАСУнефть» АО «Татнефть», 1988. – 330 с.
15. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // *Int. J. Multiphase Flow*. – 1992. – Vol. 18. – P. 279–293.
16. Энергосберегающие технологии эксплуатации обводненных скважин / В.М. Воровский, Г.Ю. Басов, К.В. Воровский, Р.Г. Заббаров // *Нефтяное хозяйство*. – 2011. – № 11. – С. 84–88.
17. Ziganshina P.A. Development of pump units energy efficiency increasing techniques in reservoir pressure maintenance system // *Инновационные процессы в исследовательской и образовательной деятельности*. – 2016. – Т. 1. – С. 39–42.
18. Ивановский В.Н., Карелина С.А. Еще раз к вопросу об энергоэффективности электроприводных лопастных насосов // *Территория Нефтегаз*. – 2022. – № 1–2. – С. 34–38.
19. Зудин Б.Г., Савенок О.В. Подбор электроцентробежного насоса на скважину Восточно-Ламбейшорского месторождения // *Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)*. – 2021. – № 3. – С. 109–125.
20. Пурсова И.Ю. Фактическая производительность погружных насосов // *Энергосбережение и водоподготовка*. – 2019. – № 4 (120). – С. 26–28.

Информация об авторах

Роза Ильгизовна Вахитова, кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетики, Альметьевский государственный нефтяной институт, Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2. roza-w@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0002-6563-1095>

Диана Азатовна Сарачева, кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры электроэнергетики, Альметьевский государственный нефтяной институт, Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2. elite@agni-rt.ru; <http://orcid.org/0000-0002-7639-8954>

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

Поступила в редакцию: 11.07.2023

Поступила после рецензирования: 07.11.2023

Принята к публикации: 22.03.2024

REFERENCES

1. Saracheva D.A., Vakhitova R.I. On improving the efficiency of operation of oil wells with a high gas factor. *Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products*, 2015, no. 2 (100), pp. 91–98. (In Russ.)
2. Goldman H., Goldman E., Goldman Ch. Creating the future: integrated resource planning for electric utilities. *Annual Review of Energy*, 1991, vol. 16, no. 1, pp. 91–121.
3. Kandakova T.V., Startsev I.S. Analysis of the influence of the geological structure on the water content of the Turneiskoe reservoir of the Etyshskoe field. *Problems of development of deposits of hydrocarbon and ore minerals*, 2017, no. 1, pp. 153–155. (In Russ.)
4. Ge Y., Li S., Xiaodong Z. Optimization for asp flooding based on adaptive rationalized Haar function approximation. *Hinese journal of chemical engineering*, 2018, vol. 26, no. 8, pp. 1758–1765.
5. Pu W., Shen C., Yang Y., Liu R., Du D., Mei Z. Application potential of in situ emulsion flooding in the high-temperature and high-salinity reservoir. *Journal of dispersion science and technology*, 2018, vol. 68, pp. 347–368.
6. Dzhumyazova N.A., Kuznetsova Ye.D., Nikel S.A., Lobovikov A.O. Water cut as one of the factors affecting the economic efficiency of the project. *Actual problems of economics and management at the enterprises of mechanical engineering, oil and gas industry in the conditions of an innovation-oriented economy*, 2017, vol. 1, pp. 33–38. (In Russ.)
7. Acosta-Coll M., Ballester-Merelo F., Martínez-Peiró M. Early warning system for detection of urban pluvial flooding hazard levels in an ungauged basin. *Natural hazards*, 2018, vol. 92, no. 2, pp. 1237–1265.

8. Si Q., Cui Q., Yuan S. Tests for flow induced characteristics of a centrifugal pump under air-water two-phase inflow condition, *Journal of Vibration and Shock*, 2019. DOI: 10.1088/1755-1315/240/3/032016
9. Wu D., Ju B., Brantson E.T., Chen X., Fu Y. Experimental evaluation of different strategies for improving oil recovery at high-water-cut by quantitative etched-glass micro-models. *Energy Exploration and Exploitation*, 2016, vol. 34, no. 4, pp. 586–605.
10. Karambeigi M.S., Asl A.H., Nasiri M. Multi-objective optimization of microemulsion flooding for chemical enhanced oil recovery. *Oil and Gas Science and Technology*, 2018, vol. 73, p. 73.
11. Liginkova Ya.S. Investigation of the influence of geological and commercial characteristics of the Tournaisian reservoir on the water cut of well production. *Subsoil use*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 15–20. (In Russ.)
12. Tilloeva Kh.F., Toshev Sh.O. Study of the influence on the water cut of wells during the operation of an oil well by the flowing method. *Alley of Science*, 2022, vol. 1, no. 12 (75), pp. 625–629. (In Russ.)
13. Li S., Ge Y. A numerical computation approach for the optimal control of asp flooding based on adaptive strategies. *Mathematical problems in engineering*, 2018, vol. 175, pp. 223–228.
14. Charonov V.Ya. *Automation of the main equipment and energy saving problems at oil and gas production facilities*. Almet'yevsk, «TatASUnef» AO «Tatneft» Publ., 1988. 330 p. (In Russ.)
15. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli. *Int. J. Multiphase Flow*, 1992, vol. 18, pp. 279–293.
16. Valovskiy V.M., Basos G.Yu., Valovskiy K.V., Zabbarov R.G. Energy-saving technologies for the operation of flooded wells. *Oil Industry*, 2011, no. 11, pp. 84–88. (In Russ.)
17. Ziganshina P.A. Development of pump units energy efficiency increasing techniques in reservoir pressure maintenance system. *Innovative processes in research and educational activities*, 2016, vol. 1, pp. 39–42.
18. Ivanovsky V.N., Karelina S.A. Once again to the question of the energy efficiency of electric vane pumps. *Neftegaz Territory*, 2022, no. 1–2, pp. 34–38. (In Russ.)
19. Zudin B.G., Savenok O.V. Selection of an electric centrifugal pump for the well of the Vostochno-Lambeishorskoe field. *Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*, 2021, no. 3, pp. 109–125. (In Russ.)
20. Purusova I.Yu. Actual performance of submersible pumps. *Energy saving and water treatment*, 2019, no. 4 (120), pp. 2–28. (In Russ.)

Information about the authors

Roza I. Vakhitova, Cand. Sc., Associate Professor, Almet'yevsk State Oil Institute, 2, Lenin street, Almet'yevsk, 423450, Russian Federation. roza-w@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0002-6563-1095>

Diana A. Saracheva, Cand. Sc., Senior Lecturer, Almet'yevsk State Oil Institute, 2, Lenin street, Almet'yevsk, 423450, Russian Federation. elite@agni-rt.ru; <http://orcid.org/0000-0002-7639-8954>

Kamil R. Urazakov, Dr. Sc., Professor, Ufa State Oil Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation. UrazakK@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0003-2202-396X>

Received: 11.07.2023

Revised: 07.11.2023

Accepted: 22.03.2024