

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2022, №2, Том 14 / 2022, No 2, Vol 14 <https://esj.today/issue-2-2022.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/23NZVN222.pdf>

Ссылка для цитирования этой статьи:

Гаджиев, М. Д. Исследование работы двух вибрационных насосов при последовательном соединении / М. Д. Гаджиев, Д. Е. Васьков, К. Е. Мацюк, А. В. Стрекалов // Вестник евразийской науки. — 2022. — Т. 14. — № 2. — URL: <https://esj.today/PDF/23NZVN222.pdf>

For citation:

Gadzhiev M.D., Vaskov D.E., Matsyuk K.E., Strekalov A.V. Operation of two vibration pumps (volume and dynamic action) in series connection. *The Eurasian Scientific Journal*, 14(2): 23NZVN222. Available at: <https://esj.today/PDF/23NZVN222.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.).

Гаджиев Магомедрашид Джалалидинович

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Ассистент Центра проектного обучения
E-mail: gadzhievmd@tyuiu.ru

РИНЦ: https://www.elibrary.ru/author_profile.asp?id=1022442

Васьков Данил Евгеньевич

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Студент бакалавр
E-mail: vaskovde@tyuiu.ru

Мацюк Константин Евгеньевич

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Студент бакалавр
E-mail: matsjukke@tyuiu.ru

Стрекалов Александр Владимирович

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Профессор
Доктор технических наук, профессор
E-mail: strekalovav@tyuiu.ru

Исследование работы двух вибрационных насосов при последовательном соединении

Аннотация. На сегодняшний день в связи с условиями добычи нефти в России и возросшими требованиями нефтяных компаний к надежности применяемого глубинного насосного оборудования необходимы технологии, обеспечивающие длительную работу на малодобитном фонде. Имеющиеся традиционные технологии добычи не обеспечивают нужного эффекта. К таким технологиям относятся установки электроцентробежного насоса малой производительности, который имеет низкий коэффициент полезного действия при эксплуатации на малодобитном фонде, а также установки штангового глубинного насоса, имеющий большую металлоемкость и ограничения в части глубины спуска. Данные факторы влияют на правильность выбора скважинного оборудования на осложненном фонде.

Данная статья является частью диссертационной работы. В статье представлена новая технологическая схема добычи, которая может эксплуатироваться при осложненных условиях. Установка сочетает в себе качества поршневого, диафрагменного и электроцентробежного насосов. В работе представлен динамический расчет вибрационного насоса при последовательном соединении двух секций. Динамический расчет был основан на результатах

эксперимента, который описывался в предыдущей работе и представлен в списке литературы. Расчет осуществлялся посредством компьютерных программных продуктов Solid Works и Ansys Fluent и представлен в рисунках. Основываясь на полученных результатах, в статье представлены выражения, описывающие теоретическую и фактическую подачу установки, а также давление, создаваемое вибрационным насосом.

Автор полагает, что данная установка может быть эффективно применена на маломощном воде, на скважинах с повышенным выносом механических примесей и с высокими показателями вязкости и газосодержания.

Ключевые слова: маломощный фонд; механизированная добыча; вибрационный насос; глубинно-насосное оборудование; вибрационный насос; насос объемного действия; последовательное соединение насосов; теоретическая подача; фактическая подача; диафрагма

Введение

На сегодняшний день в связи с условиями добычи нефти в России и возросшими требованиями нефтяных компаний к надежности применяемого глубинного насосного оборудования (ГНО), необходимы технологии, обеспечивающие длительную работу на маломощном фонде. Имеющиеся традиционные технологии добычи не обеспечивают нужного эффекта. К таким технологиям относятся установки электроцентробежного насоса малой производительности, который имеет низкий коэффициент полезного давления (КПД) при эксплуатации на маломощном фонде, а также установки штангового глубинного насоса, имеющий большую металлоемкость и ограничения в части глубины спуска.

Механизированный фонд скважин на маломощном фонде обусловлен множеством проблем [1–6]^{1,2}. К таким проблемам относится подбор внутрискважинного оборудования [7–9], увеличение сроков межремонтного периода, осложнения в процессе эксплуатации в жестких условиях.

В статье [11] был рассмотрен принцип работы вибрационного насоса объемного/динамического действия. Был создан испытательный стенд, где оценивались на различных режимах работы характеристики одной и двух секций вибрационного насоса. В этой же статье будет произведен динамический расчет с применением программного обеспечения.

Динамический расчет с применением программного обеспечения

За основу модели был взят бытовой вибрационный насос для подъема технической воды (рис. 1). Моделирование объектов осуществлялось посредством программного продукта SolidWorks, а анализ работы — Ansys Fluent, Fluid Simulation Software (расчет течений).

¹ Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с. ISBN 5-7246-0234-2.

² Гидромашин и компрессоры: учебное пособие / сост. Г.Р. Зиякаев; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. — 142 с.

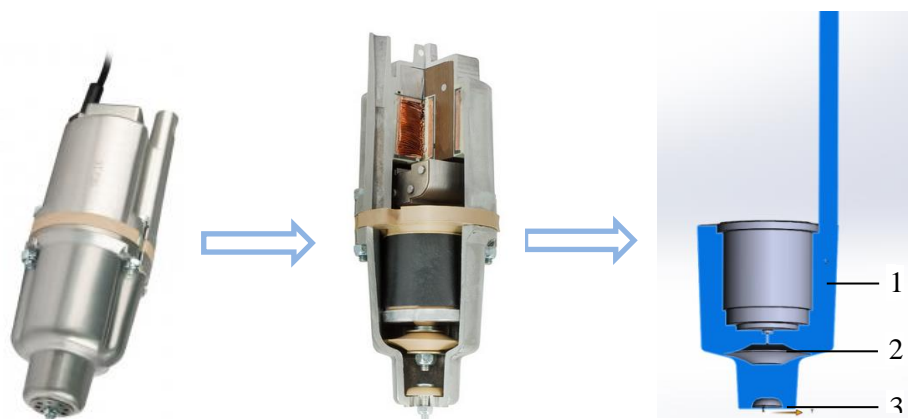


Рисунок 1. Модель насоса, смоделированная в программе Solid Works (составлено авторами)

Ansys Fluent — это многофункциональный программный продукт для моделирования ламинарных и турбулентных потоков различных жидкостей. В современном мире трудно представить работу без программных продуктов, которые позволяют оптимизировать работу³.

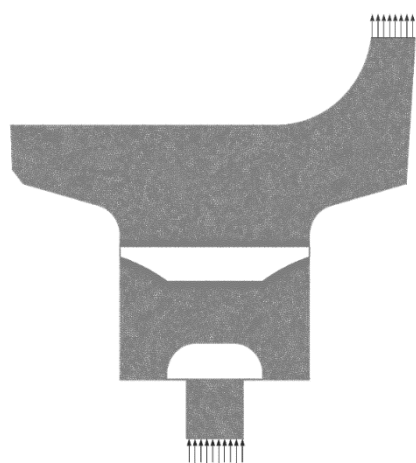


Рисунок 2. Сетка для проведения динамических расчетов (составлено авторами)

Посредством программы Solid Works была создана модель вибрационного насоса⁴. В модели были выбраны пространство, которое заполняет жидкость — 1, поршень — 2 и обратный клапан — 3. После постройки 3D-модели, файл был загружен в Ansys Fluent. Так как расчет является вычислительно емким, расчеты производились в формате 2D. Далее для расчета необходимо построить сетку на основе триангуляции и измельчения в точках минимальных толщин (рис. 2).

После запуска расчета можно построить различные зависимости (например, объем жидкости в единицу времени за 1 такт срабатывания насоса). Расчет проводится длительностью 0.5 сек. По результатам расчетов можно определить давление p , скорость потока жидкости.

Расчет производился сначала для 1 секции насоса (в 2-х положениях), результаты которого представлены на рисунке 3, затем при работе двух последовательно соединенных секций — рисунок 4.

³ Знакомство с CAE-системой для анализа течений жидкости и газа ANSYS Fluent: электронные методические указания к лабораторным работам / Министерство образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО «Самарский государственный аэрокосмический университет им. С.П. Королева (национальный исследовательский университет)»; сост. А.В. Кривцов, Л.С. Шаблий. — Электрон. текстовые и граф. дан. (1,7 Мбайт). — Самара, 2013.

⁴ Основы моделирования в Solid Works: учебное пособие / Н.Н. Сотников, Д.М. Козарь; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. — 129 с.

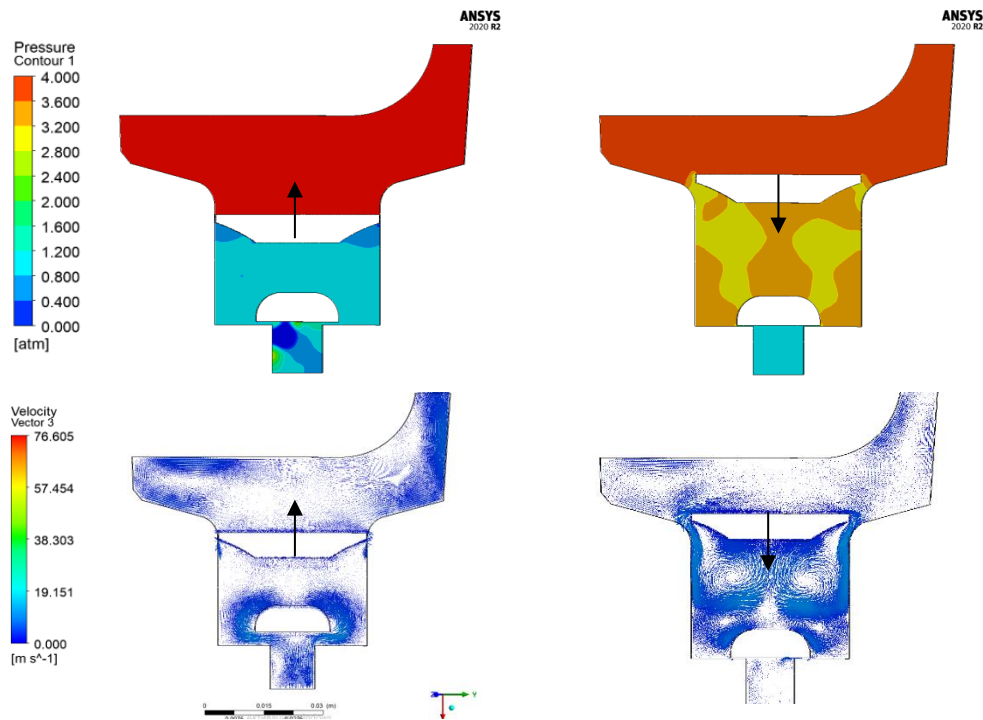


Рисунок 3. Анализ 1-й секции вибрационного насоса в двух положениях (составлено авторами)

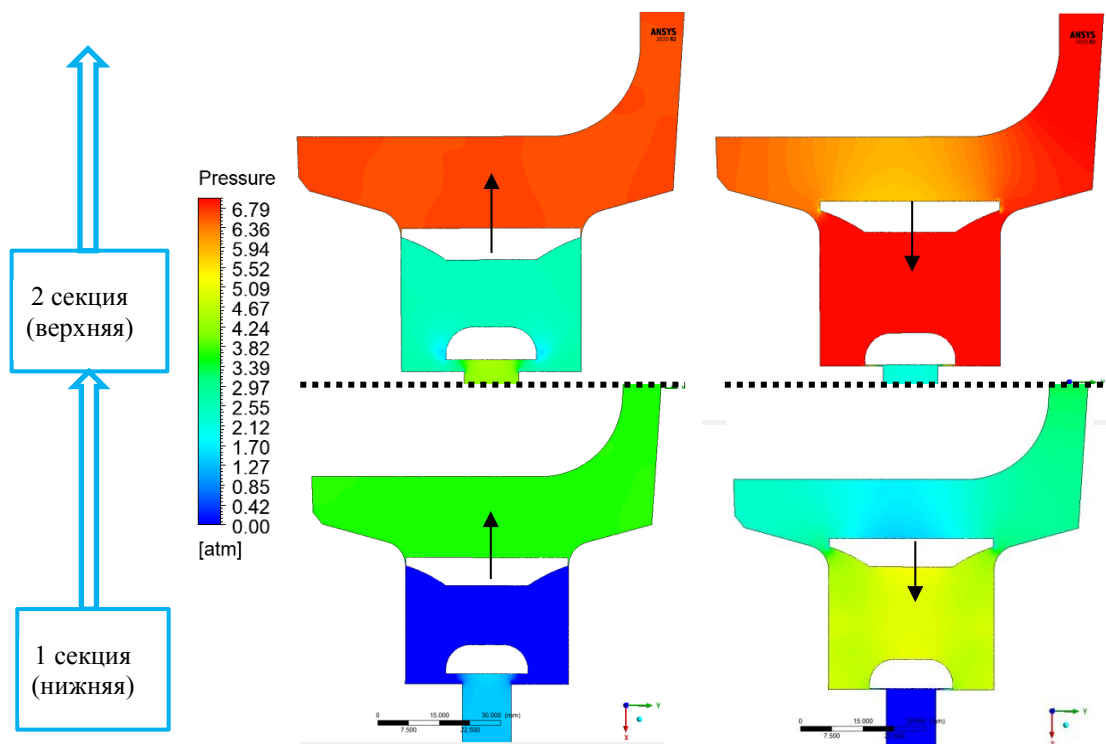


Рисунок 4. Анализ 2-х секций вибрационного насоса в двух положениях (составлено авторами)

Основываясь на полученных данных, можно подтвердить теорию работы двух последовательных соединенных насосов объемного/динамического действия. Суммарное давление на выкиде двухсекционного насоса почти в 2 раза выше односекционного. Потери давления очевидны и связаны с преодолением сопротивления установки.

Расчет установки

Рассмотрим принципиальную схему отдельной секции вибрационного насоса объемного действия на рисунке 5.

По принципу действия одна секция вибрационного насоса сравнима с:

- поршневым насосом, где рабочий процесс осуществляется всасыванием и нагнетанием перекачиваемой жидкости;
- диафрагменным насосом, где изоляция рабочих органов установки осуществляется за счет гибкой диафрагмы⁵;
- электроцентробежным насосом, где рабочий процесс осуществляется при частоте 50 Гц.

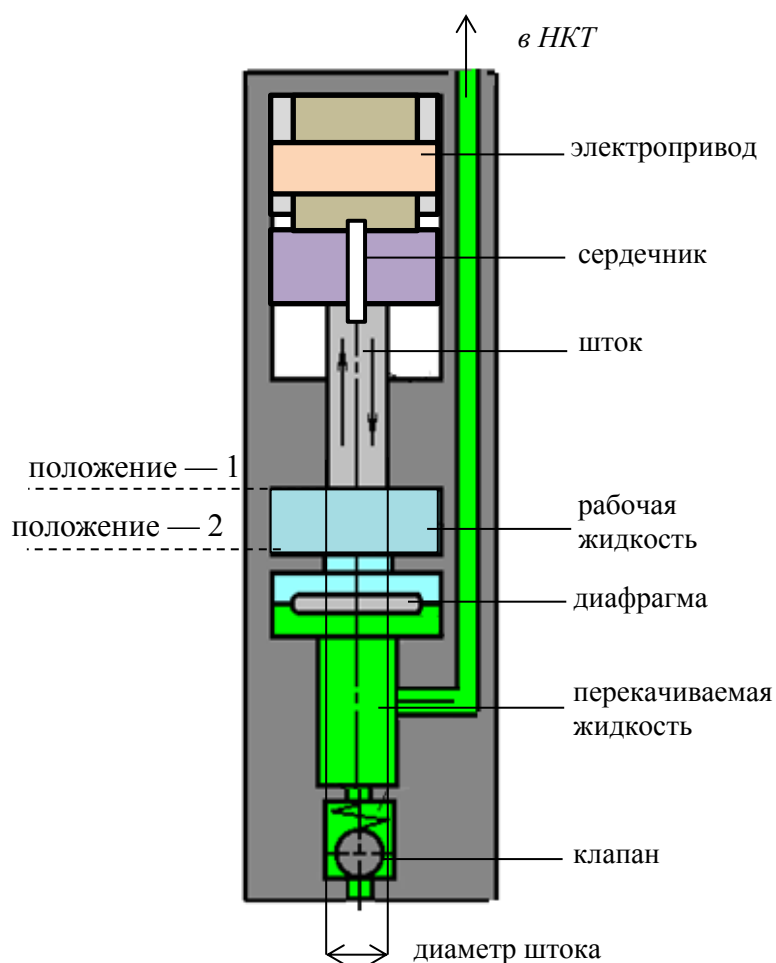


Рисунок 5. Схема секции вибрационного насоса (составлено авторами)

По способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение рассмотрим гидравлический привод, так как такая система обеспечивает более длительную эксплуатацию диафрагмы, относительно механической. Перемещения штока (либо плунжер) происходит от положения — 1 к положению 2. Данное понятие назовем длиной хода штока — $l_{шт}$, у которого диаметр — d . Объем продукции скважины — V при одном такте всасывания будет равен

⁵ Уразаков, К.Р. Насосные установки для малодебитных скважин: учебное пособие [Текст] / К.Р. Уразаков, В.П. Жулаев, Ф.З. Булюкова. — Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. — 236 с.

объему, описанному штоком при перемещении из положения — 1 в положение — 2 и будет представлено формулой (1):

$$V = l_{шт} S_{шт}, \quad (1)$$

где $S_{шт}$ — площадь поперечного сечения плунжера и равен:

$$S_{шт} = \frac{\pi d^2}{4}. \quad (2)$$

Таким образом, за один цикл шток перекачивает жидкость, объемом:

$$V = l_{шт} \frac{\pi d^2}{4}. \quad (3)$$

Для определения суточной теоретической подачи — $Q_{теор}$ введем параметр количество ходов штока в минуту — $n_{кол}$ или колебания и умножим на 1440 (количество минут в сутках). Выражение будет представлено в виде (4):

$$Q_{теор} = l_{шт} \frac{\pi d^2}{4} n_{кол} \cdot 1440 = 360\pi d^2 l_{шт} n_{кол}, \quad (4)$$

где $n_{кол}$ равен 3000 колебаний в минуту (при частоте 50 Гц).

В связи с тем, что на промысле в насосных установка на разных режимах работы происходит влияние на упругие деформации инерционных нагрузок, теоретическая подача отличается от фактической. В пособие ⁶ для плунжерных насосов вводится понятие коэффициент подачи установки — $\eta_{уст}$, который равен отношению фактической суточной подачи $Q_{факт}$ (на поверхности) к теоретической $Q_{теор}$:

$$\eta_{уст} = \frac{Q_{факт}}{Q_{теор}}. \quad (5)$$

Данный параметр зависит:

- от коэффициента наполнения скважинного насоса;
- утечки продукции на пути от насоса до устья (например, через резьбовые соединения НКТ);
- объемных свойств продукции скважины (например, при термобарическом режиме).

Таким образом, фактическая подача установки будет представлена в виде выражения (6):

$$Q_{факт} = 360\pi d^2 l_{шт} n_{кол} \eta_{уст}, \text{ [м}^3\text{/сут]}. \quad (6)$$

Так же, стоит отметить, что в вибрационном насосе возникают колебательные потери — ω за счет сжимаемости перекачиваемой жидкости, а также упругости диафрагмы и клапанов. Учитывая это, выражение примет вид (7):

$$Q_{факт} = 360\pi d^2 l_{шт} n_{кол} \eta_{уст} \omega_{кол}, \text{ [м}^3\text{/сут]}. \quad (7)$$

Рассмотрим схему механизированной добычи на рисунке 6.

⁶ Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с. ISBN 5-7246-0234-2.

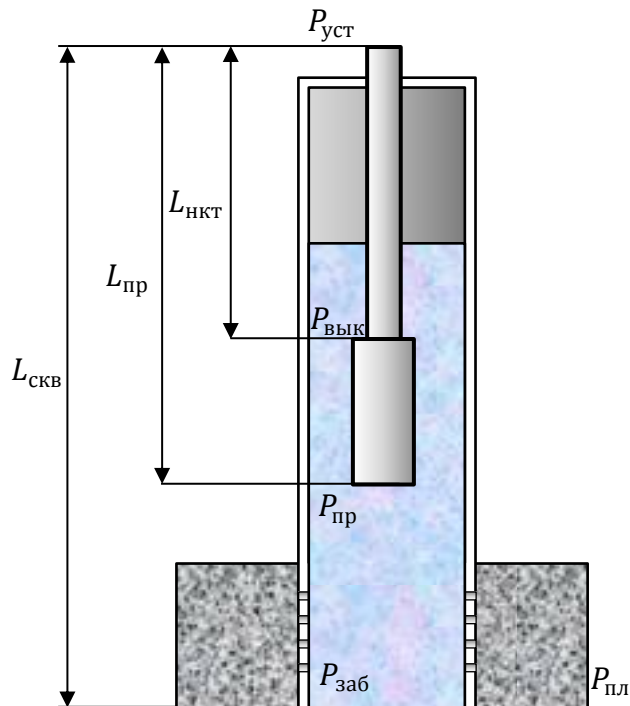


Рисунок 6. Схема добычи углеводородов вибрационным насосом (составлено авторами)

Давление, создаваемое вибрационным насосом, можно представить выражением (8), описывающим давление, создаваемое погружным центробежным насосом.

$$P_H = P_{\text{вык}} - P_{\text{пр}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{вык}}$ и $P_{\text{пр}}$ — давление на выкиде и приема насоса соответственно и вычисляются формулами (9) и (10):

$$P_{\text{вык}} = \rho_{\text{см}} g L_{\text{нкт}} + P_{\text{уст}} + \Delta P_{\text{тр}}, \quad (9)$$

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{заб}} - (L_{\text{скв}} - L_{\text{пр}}) \rho_{\text{см}} g, \quad (10)$$

где $P_{\text{заб}}$ — давление на забое скважины:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{пр}}}. \quad (11)$$

Подставив (9) и (10) в выражение (8), то получим:

$$P_H = \rho_{\text{см}} g L_{\text{нкт}} + P_{\text{уст}} + \Delta P_{\text{тр}} - P_{\text{пл}} + \frac{Q}{K_{\text{пр}}} + (L_{\text{скв}} - L_{\text{пр}}) \rho_{\text{см}} g, \quad (12)$$

или:

$$P_{1\text{сек}+\dots+n\text{сек}} = \rho_{\text{см}} g L_{\text{нкт}} + P_{\text{уст}} + \Delta P_{\text{тр}} - P_{\text{пл}} + \frac{Q}{K_{\text{пр}}} + (L_{\text{скв}} - L_{\text{пр}}) \rho_{\text{см}} g. \quad (13)$$

Стоит отметить, что в вибрационном насосе скоростной напор создает дополнительное давление согласно закону Бурнулли. Дополнительным эффектом от вибрационного воздействия будет снижение вязкости перекачиваемой жидкости. Также стоит отметить, что при эксплуатации скважин с повышенным газосодержанием минимизируется вероятность проявления срыва подачи установки. Данные аспекты будут рассмотрены в следующих работах.

Выводы

Основываясь на полученных данных из предыдущей статьи и данных полученных при расчете в программе «Ansys Fluent, Fluid Simulation Software», можно сделать вывод, что установка вибрационного насоса с двумя насосами имеет выше значение давления на выкиде, чем с одной. Кроме этого, использование подобных цифровых технологий позволит проанализировать работы будущего проектируемого насоса в части синхронной работы диафрагм всех секций и клапана насоса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каплан, Л.С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Л.С. Каплан, А.В. Семёнов, Н.Ф. Разгоняев. — Москва: Недра, 1994. — 190 с.
2. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях / М.Н. Персиянцев. — Москва: Недра-Бизнесцентр, 2000. — 653 с.
3. Латыпов, Б.М. Влияние условий эксплуатации на наработку штанговых винтовых насосных установок [Текст] / Б.М. Латыпов, А.С. Топольников, А.Г. Комков, Р.Р. Исмагилов // Нефтегазовое дело. — 2016. — № 2. — С. 55.
4. Li, K. A novel prediction method for down-hole working conditions of the beam pumping unit based on 8-directions chain codes and online sequential extreme learning machine [Текст] / K. Li, Y. Han, T. Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2018. — Vol. 160. — Pp. 285–301.
5. Gadzhiev, M.D. (2019). Analysis of the use of downhole pumping equipment (DPE) at the Tevlinsko-Russkinskoye field. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 663 (2019) 012029.
6. Arellano, J.L. Field Comparison of Efficiency of Progressing Cavity Pumps, Beam Units and Electric Submersible Pumps / J.L. Arellano. — The University of Tulsa, 1997.
7. Karassik, Igor J. Heald Pump Handbook [Text] / Igor J. Karassik, Joseph P. Messina, Paul Cooper, Charles C. Heald / Издат.: McGraw-Hill. — 2001. — 1789 С., размер: 20,1 Мб. — ISBN: 0-07-034032-3.
8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. — М: ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. — 824 с.
9. Волков, М.Г. Методика расчета и подбора дизайнов установок винтовых насосов с погружным и поверхностным приводами для добычи нефти [Текст] / М.Г. Волков, Р.С. Халфин, А.Р. Брот, А.С. Топольников, Б.М. Латыпов, Э.О. Тимашев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. — 2018. — № 6. — С. 32–37.
10. Derong Lei. Optimization and Application of Reciprocating Direct-Drive Electric Submersible Plunger Pump Lifting System in the Xinjiang Oilfield / Derong Lei, Xiaodong Huang, Hui Zhang, Mancang Yao, Ruixiang Chen, Junrong Liu // The Open Chemical Engineering Journal. — 2019. — Volume 13. — Pp. 68–80.
11. Гаджиев М.Д., Стрекало А.В. Оптимизация механизированной добычи на малодобитном фонде нефтегазовых месторождений. Журнал «Естественные и технические науки». Изд-во «Спутник+», № 2(165) 2022 — DOI 10.25633/ETN.2022.02.08.

Gadzhiev Magomedrashid Dzhahalidinovich

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

E-mail: gadzhievmd@tyuiu.ru

RSCI: https://www.elibrary.ru/author_profile.asp?id=1022442

Vaskov Danil Evgenyevich

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

E-mail: vaskovde@tyuiu.ru

Matsyuk Konstantin Evgenyevich

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

E-mail: matsjukke@tyuiu.ru

Strekalov Alexandr Vladimirovich

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

E-mail: strekalovav@tyuiu.ru

Operation of two vibration pumps (volume and dynamic action) in series connection

Abstract. Today, due to the conditions of oil production in Russia and the increased requirements of oil companies to the reliability of the applied downhole pumping equipment, technologies are needed that ensure long-term operation in a low-yield fund. The existing traditional mining technologies do not provide the desired effect. Such technologies include installations of a low-capacity electric centrifugal pump, which has a low efficiency when operating on a low-yield fund, as well as installations of a sucker-rod pump, which has a high metal consumption and limitations in terms of the depth of descent. These factors influence the correct choice of downhole equipment in a complicated fund.

This article is part of a dissertation. The article presents a new technological scheme of production, which can be operated under difficult conditions. The unit combines the qualities of piston, diaphragm and electric centrifugal pumps. The paper presents a dynamic calculation of a vibration pump with a serial connection of two sections. The dynamic calculation was based on the results of an experiment described in a previous work and presented in the bibliography. The calculation was carried out using computer software products Solid Works and Ansys Fluent and is presented in the figures. Based on the results obtained, the article presents expressions that describe the theoretical and actual flow of the installation, as well as the pressure created by the vibration pump.

The author believes that this installation can be effectively used in low-yield water, in wells with an increased removal of mechanical impurities and with high viscosity and gas content.

Keywords: low-yield wells found; artificial lift; vibration pump; downhole pumping equipment; насос объемного действия; positive displacement pump; series connection of pumps; theoretical supply of the installation; actual supply of the installation; diaphragm

REFERENCES

1. Kaplan, L.S. Operation of complicated wells by centrifugal electric pumps / L.S. Kaplan, A.V. Semenov, N.F. Razgonyaev. — Moscow: Nedra, 1994. — 190 p.
2. Persiansev, M.N. Oil production in complicated conditions / M.N. Persians. — Moscow: Nedra-Businesscenter, 2000. — 653 p.
3. Latypov, B.M. Influence of operating conditions on the operating time of rod screw pumping units [Text] / B.M. Latypov, A.S. Topolnikov, A.G. Komkov, R.R. Ismagilov // Oil and gas business. — 2016. — № 2. — S. 55.
4. Li, K. A novel prediction method for down-hole working conditions of the beam pumping unit based on 8-directions chain codes and online sequential extreme learning machine [Text] / K. Li, Y. Han, T. Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2018. — Vol. 160. — Pp. 285–301.
5. Gadzhiev, M.D. (2019). Analysis of the use of downhole pumping equipment (DPE) at the Tevlinsko-Russkinskoye field. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 663 (2019) 012029.
6. Arellano, J.L. Field Comparison of Efficiency of Progressing Cavity Pumps, Beam Units and Electric Submersible Pumps / J.L. Arellano. — The University of Tulsa, 1997.
7. Karassik, Igor J. Heald Pump Handbook [Text] / Igor J. Karassik, Joseph P. Messina, Paul Cooper, Charles C. Heald / Ed.: McGraw-Hill. — 2001. — 1789 p., size: 20. 1 MB. — ISBN: 0-07-034032-3.
8. Ivanovsky V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Pekin S.S. Downhole pumping units for oil production. — M: State Unitary Enterprise Publishing House "Oil and Gas" Russian State University of Oil and Gas. THEM. Gubkina, 2002. — 824 p.
9. Volkov, M.G. Methods of calculation and design selection of screw pump units with submersible and surface drives for oil production [Text] / M.G. Volkov, R.S. Khalfin, A.R. Brot, A.S. Topolnikov, B.M. Latypov, E.O. Timashev // Equipment and technologies for the oil and gas industry. — 2018. — No. 6. — P. 32–37.
10. Derong Lei. Optimization and Application of Reciprocating Direct-Drive Electric Submersible Plunger Pump Lifting System in the Xinjiang Oilfield / Derong Lei, Xiaodong Huang, Hui Zhang, Mancang Yao, Ruixiang Chen, Junrong Liu // The Open Chemical Engineering Journal. — 2019. — Volume 13. — RR. 68–80.
11. Gadzhiev M.D., Strekalov A.V. Optimization of artificial lift at marginal oil and gas fields. Journal "Natural and technical sciences". Sputnik+ Publishing House, No. 2(165) 2022 — DOI 10.25633/ETN.2022.02.08.