

Влияние частоты вращения вала на изменение КПД высокооборотных насосов при стендовых и промысловых испытаниях

А.Е. Горлов

РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина | Москва, Россия
alexander.gorlov@yahoo.com

Аннотация

Работа посвящена методам оценки энергетической эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин, оснащенных УЭЦН. По итогам стендовых испытаний высокооборотных УЭЦН и сравнения результатов с промысловыми данными определены корректировочные коэффициенты по КПД и установлены функциональные зависимости энергетических характеристик от частоты вращения вала двигателя, полученные корреляции предложены для пересчета паспортных значений на стендовые.

Ключевые слова

коэффициент полезного действия, электроцентробежный насос, высокооборотные насосные установки, энергоэффективность, стендовые испытания.

Материалы и методы

Технологические данные с месторождения, литературные данные, анализ.

Для цитирования:

А.Е. Горлов. Влияние частоты вращения вала на изменение КПД высокооборотных насосов при стендовых и промысловых испытаниях // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №1. С. 30-34. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10077.

Поступила в редакцию: 28.02.2020

PUMPS UDC 621.65/621.69 | Original Paper

The influence of the shaft speed on the change in the efficiency of high-speed pumps during bench and field tests

Aleksandr E. Gorlov

Gubkin Russian State University of Oil and Gas | Moscow, Russian Federation
alexander.gorlov@yahoo.com

Abstract

The article is dedicated to methods for estimation of efficiency of operating low production well stock equipped with ESP. Based on the results of bench tests of high-speed ESP and comparing with field data, adjusting coefficients of efficiency were determined and functional relationship of energy characteristics on the motor's shaft speed, the obtained correlation proposed for recalculation of passport value to bench ones

Keywords

efficiency, electric submersible pump, high-speed electric pump, energy efficiency, bench tests.

Materials and methods

Technological data from the field, the published data, analysis.

For citation:

Aleksandr E. Gorlov. The influence of the shaft speed on the change in the efficiency of high-speed pumps during bench and field tests // Ekspozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 1, pp. 30-34. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10077.

Received: 28.02.2020

Введение

В условиях текущей конъюнктуры нефтегазодобычи наибольшую актуальность представляет совершенствование операционной деятельности компании. При этом, доля энергозатрат в общем объеме операционных расходов постоянно увеличивается, сохраняя тенденцию к росту. Таким образом, вопрос поддержания энергоэффективности добычи жидких углеводородов с каждым годом становится все более актуальным.

В настоящее время общий расход электроэнергии на подъем жидкости по нефтяным компаниям России составляет от 55 до 62% от общего потребления, на работу системы по закачке воды расходуется от 22 до 30%, на подготовку, транспорт нефти и газа — 8–23 %. На

остальные технологические процессы нефтедобычи приходится относительно небольшая доля расхода энергии [1]. Установками электроприводных центробежных насосов (далее — УЭЦН) оснащено более 60% всех нефтяных скважин в России, добывается более 75% всей нефти, поэтому вопросы энергоэффективности УЭЦН сегодня весьма актуальны.

Данная работа посвящена методам оценки энергетической эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин (до 100 м³/сут), оснащенных УЭЦН. В качестве меры энергетической эффективности использовался КПД насосной установки, равный отношению полезной гидравлической мощности, развиваемой УЭЦН к затратам электрической мощности.

Характеристика потерь полезной мощности в системе УЭЦН

Насосная установка представляет собой последовательно соединенные элементы: станция управления — трансформатор масляный повышающий (далее — ТМПН) — кабельная линия — погружной электродвигатель (далее — ПЭД) — предвключенные устройства (гидрозащита; газосепаратор, диспергатор и др.) — насос. Поэтому, общий коэффициент полезного действия можно разделить на отдельные КПД, характеризующие различные узлы данной системы и являющиеся индикатором энергоэффективности УЭЦН в целом.

На рис. 1 представлена классификация потерь энергии в узлах УЭЦН в виде «качественной картины», включающая гидравлические

и электрические потери. К электрическим относятся потери в кабеле и удлинителе, СУ, ТМПН, погружном электродвигателе; к гидравлическим — потери на трение в НКТ, противодавление на устье скважины, потери в рабочих органах ЭЦН [2, 3].

Погружное электрическое оборудование включает следующие узлы установки, в которых происходят существенные потери электрической энергии: электроцентробежный насос ($\eta_{ЭЦН}$), погружной электродвигатель ($\eta_{ПЭД}$), кабельная линия (η_k), дополнительные предвключенные устройства ($\eta_{доп}$), насосно-компрессорные трубы ($\eta_{тр}$). Коэффициенты полезного действия кабельной линии могут быть оценены по известным зависимостям [4]. С учетом вида нагрузочных характеристик ПЭД, частоты вращения и относительной подачи насосов значения КПД электродвигателей могут изменяться в широком диапазоне 82–98 %. Поверхностные узлы установки ЭЦН ($\eta_{по}$) включают в себя поверхностный кабель, шкаф подключения высоковольтный, повышающий трансформатор и станцию управления. Эти узлы оборудования характеризуются относительно невысокими потерями, КПД которых составляет около 97%.

Коэффициент полезного действия УЭЦН с включенными в одну цепь узлами зависит от величины характеристики каждого из элементов и может быть записан в виде:

$$\eta_{УЭЦН} = \eta_{ЭЦН} \cdot \eta_{ПЭД} \cdot \eta_k \cdot \eta_{(СУ)} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{фа} \cdot \eta_{по}$$

Согласно промысловым данным в работах [5, 6] показатель эффективности УЭЦН различных производителей при эксплуатации скважин может иметь невысокие значения в пределах 23–57%. Таким образом, подбор энергоэффективной компоновки «ЭЦН+ПЭД» обеспечивает ресурсосберегающую эксплуатацию установки в целом.

Алгоритм расчета КПД системы УЭЦН

Алгоритм расчета КПД УЭЦН хорошо известен и реализован во многих программных продуктах для подбора и анализа УЭЦН. В данной работе предпринята попытка адаптировать алгоритм в условиях ограниченности промысловых данных, на основе обобщения и анализа более 2500 режимов работы скважин, а также комплексирования полученных статистических данных с результатами стендовых испытаний насосных установок «ПЭД+ЭЦН».

Коэффициент общей системы погружной установки можно представить, как отношение полезной гидравлической мощности, развиваемой УЭЦН $N_{гидр}$ и потребляемой системой электрической мощности $N_{эл}$:

$$\eta_{УЭЦН} = \frac{N_{гидр}}{N_{эл}} \quad (1)$$

Потребляемая электрическая мощность по анализируемым скважинам определялась по показаниям счетчиков электроэнергии, установленным в станции управления УЭЦН. Показания счетчиков электроэнергии накапливаются в базе данных в виде значений суточного потребления энергии установки.

Полезная гидравлическая мощность УЭЦН оценивалась как:

$$N_{гидр} = \alpha \cdot Q_{ср} \cdot (P_{вык} - P_{пр}) \quad (2)$$

где $Q_{ср}$ — средний дебит газожидкостной

смеси, проходящей через ЭЦН, приведенный к соответствующим термобарическим условиям, м³/сут; $P_{вык}$ — давление на выкиде насоса, МПа; $P_{пр}$ — давление на приеме насоса, МПа; α — переводной коэффициент из практических метрических единиц измерения в СИ.

Наибольшие сложности при расчете КПД вызывает необходимость точной оценки перепада давления, развиваемого насосом ($P_{вык} - P_{пр}$). Давление на приеме насоса измерялись датчиками ТМС в исследуемых скважинах. Давление на выкиде оценивалось по гидравлической корреляции исходя из устьевых параметров. При этом учитывалось изменение PVT свойств флюида в НКТ в связи с интенсивностью процесса сепарации газа [8]. В работе также приняты допущения, что лифт скважины герметичен, параметры лифта соответствуют заданным в базе данных (нет отложений на стенках НКТ).

Давление на выкиде насоса определялось по распределению давления в НКТ выше насоса на основе значений буферного давления $P_{буф}$, конструкции скважины, параметров потока $Q_{жид}$, обводненности скважинной продукции B , коэффициента сепарации газа на приеме насоса $K_{сеп}$, физико-химических свойств пластовых флюидов и их зависимости от термобарических условий [9]:

$$P_{вык} = f(P_{буф}, Q_{ср}, B, P_{сеп}, PVT) \quad (3)$$

Промысловые исследования

Основной целью данной работы являлось изучение и сопоставление результатов оценки КПД УЭЦН различных производителей в условиях лабораторных испытаний и на основе большого объема промысловых данных по скважинам с работающими датчиками телеметрии.

Для более точного анализа КПД насосной системы и возможности сравнения промысловых данных с лабораторными выбраны скважины с высокой обводненностью ($B > 95\%$), работающие в диапазоне изменения забойных давлений 3,8–5,5 МПа при среднем газовом факторе 33 м³/м³ и давлении насыщения 7 МПа, т.е. в условиях поступления расходного газосодержания на приеме погружного насоса, не превышающего 2% [8]. В исследовании рассматривались производители насосов, широко представленные на территории Ханты-Мансийского автономного округа, имеющие номинальные частоты вращения вала двигателя 3000 и 10000 об/мин [9]. По данным 2500 технологических режимов (фактического дебита, среднего динамического напора и электропотребления) произведен расчет КПД насосов для различных областей производительности насосных установок в широком диапазоне времени (рис. 2).

Среднее значение КПД системы для высокооборотных УЭЦН на 12–17% в абсолютных и на 40–68% в относительных значениях выше, чем КПД производителей насосов с номинальной частотой 3000 об/мин. Высокооборотные электроцентробежные насосы способны работать на частоте вращения от 1000 до 12000 об/мин с вентильным двигателем с тремя парами полюсов. Номинальная частота вращения 10 000 об/мин достигается при частоте 500 Гц.

Стендовые испытания

Для оценки и сравнения работы насосных

установок в лабораторных и промысловых условиях проведены испытания одной секции (56 ступеней) высокооборотного насоса производителя №3 на воде при совместном инженерном сопровождении специалистов РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

В ходе испытаний получены напорно-энергетические характеристики насоса на частотах от 2000 до 10000 об/мин (рис. 3). Из рис. 3 видно, что при изменении частоты вращения с 2000 об/мин до 5000 об/мин (Зона I) КПД насосной установки существенно возрастает, после 5000 об/мин наблюдается плавный рост КПД (Зона II). Полученный результат также относится к КПД-характеристике насоса. Отклонение КПД системы при 10000 об/мин по лабораторным данным отличается от промысловых на 11% в абсолютных и 21% в относительных значениях (43% и 54% соответственно). Значительное отклонение связано с тем, что в лабораторных условиях не учитываются потери на трении в НКТ, потери в наземном электрооборудовании, потерь в устьевой арматуре и потери в кабельной линии.

В результате проведенных стендовых исследований высокооборотных насосных установок были сделаны следующие выводы:

1. Законы подобия по напорной характеристике соблюдаются, однако по потребляемой мощности — нет.
2. Отмечена функциональная зависимость КПД насосной установки от частоты вращения вала электродвигателя.
3. Установлено, что при более высоких скоростях вращения повышается эффективность ступени центробежного насоса. Причем эксплуатировать высокооборотные насосные установки с номинальной частотой 10000 об/мин с целью обеспечения энергоэффективности процесса добычи следует на частотах вращения вала двигателя от 5000 об/мин и более.

Для высокооборотных насосов при подборе или при оптимизационных мероприятиях на скважине напор эксплуатируемой установки рекомендуется определять согласно закону подобия. Оценка КПД и мощности следует проводить по уточняющим корреляциям. Известно, что для насосов со стандартной частотой вращения (3000 об/мин) используется следующая зависимость для корректировки КПД согласно ГОСТ 6134-2007 [13]:

$$\eta_n = \frac{\eta_n}{\eta_n + (1 - \eta_n) \left(\frac{n_n}{n_n}\right)^{0,17}} \quad (4)$$

где η_n — КПД при рабочей частоте вращения; η_n — КПД при испытаниях.

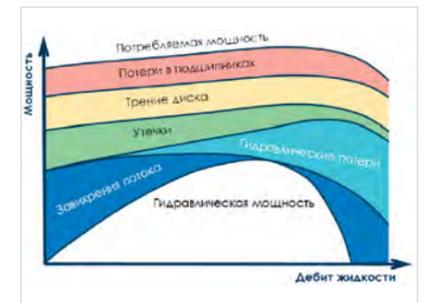


Рис. 1 — «Качественная картина» потерь энергии в ЭЦН
Fig. 1 — Energy losses of ESP

Аналогичные корректировки проводятся при изменении температуры:

$$\eta_n = \frac{\eta_{n1}}{\eta_{n1} + (1 - \eta_{n1}) \left(\frac{t_{n1}}{t_n}\right)^{0,07}} \quad (5)$$

где η_n — кинематическая вязкость воды при температуре испытаний; η_{n1} — кинематическая вязкость воды при рабочей температуре.

При обобщении результатов стендовых испытаний для высокооборотных насосов корреляция (4) не обеспечивает сходимость результатов и требует адаптации. Для условий проведения экспериментов в рамках данной инженерно-научной работы уточнялся коэффициент α при показателе $\left(\frac{n_{н1}}{n_n}\right)^\alpha$. Корреляционная зависимость в общем виде для насосной установки производителя №3, характеризующая влияние частоты на КПД, может быть записана как:

$$\eta_n = \frac{\eta_{н1}}{\eta_{н1} + (1 - \eta_{н1}) \left(\frac{n_{н1}}{n_n}\right)^\alpha} \quad (6)$$

Эмпирический коэффициент может быть пересчитан индивидуально для каждой ступени в зависимости от производителя на основе статистических данных, полученных по результатам испытаний с применением регрессионного анализа.

В зарубежной литературе для корректировки КПД используется корреляция Аккерета. КПД насоса рассчитывается для одной частоты вращения, либо напрямую через энергетическую характеристику насоса. Для насосов с регулируемой частотой вращения КПД будет уменьшаться с изменением частоты вращения из-за изменения числа Рейнольдса. Корреляция Аккерета учитывает это изменение [11]:

$$\eta_n = 1 - (1 - \eta_{ном}) \left(\frac{n_{н1}}{n_n}\right)^\alpha \quad (7)$$

С помощью зависимости (7) с высокой степенью достоверности можно оценивать пн.

На рис. 4 приведены зависимости КПД от частоты вращения для стандартного и высокооборотного насосов производителей №1 и №3 по корреляциям, представленным в ГОСТ 6134-2007 и корреляции Аккерета. Значения коэффициента полезного действия для

насосной установки по стендовым испытаниям и расчетным данным показывает идентичную динамику с постоянным отклонением в 10–11% в абсолютных значениях.

Известно, что стендовая характеристика ЭЦН существенно отличается от паспортной. Стендовая характеристика, получаемая при работе серийного насоса на воде, учитывает отклонения в геометрии проточных каналов, качество изготовления рабочих колес и направляющих аппаратов [12].

В ходе анализа расчетной (паспортной) и стендовой характеристик высокооборотных насосов в диапазоне частот 5000-10000 об/мин, показывающих наибольшую энергоэффективность, автором работы предложен подход к оценке КПД-характеристик различных производителей. В качестве примера в таблице приведены обобщенные корреляции для стендовых значений коэффициентов полезного действия насосов производителя №3.

Итоги

При наличии замеров потребления электроэнергии насосными установками и данных по режимам работы скважин можно оценить значения КПД УЭЦН. Приведенный алгоритм оценки КПД является удобным инструментом мониторинга энергетической эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин.

Выводы

Проведенные экспериментальные исследования показывают, что с высокой долей достоверности является возможным произвести пересчет паспортной КПД-характеристики УЭЦН на стендовые условия, а при наличии существенной для практики выборке промышленных данных – на условиях эксплуатации даже при отсутствии данных по КПД отдельных узлов. Оценка значений КПД может быть применена для оценки энергетической эффективности эксплуатации оборудования различных производителей, при использовании корреляций (6) и (7). Предложенный в работе подход масштабируем и может быть распространен как методологическая основа на скважины с более сложными условиями эксплуатации скважин и для более сложных конструкций насосных установок.

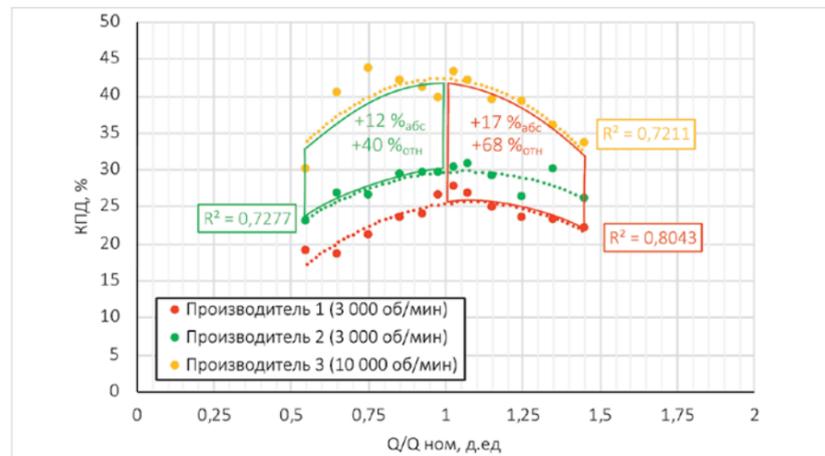


Рис. 2 — КПД-характеристика УЭЦН различных производителей с номинальной подачей менее 100 м³/сут
Fig. 2 — ESP efficiency performance of various vendors with passport pumping capacity below 100 m³ per day

Литература

1. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Донской Ю.А., Булат А.В., Зуев А.С., Якимов С.Б. Вопросы энергоэффективности установок электроприводных центробежных насосов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. №4. С. 25–30.
2. Лekomцев А.В., Турбаков М.С., Мордвинов В.А. К вопросу оптимизации технологических режимов работы низкодебитных добывающих скважин Уньвинского нефтяного месторождения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. 2010. Т.9. №5. С. 53–56.
3. Лekomцев А.В., Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Пономарева И.Н. Коэффициент полезного действия электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин // Нефтяное хозяйство. 2012. №10. С. 132–133.
4. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. 824 с.
5. Лekomцев А.В., Мордвинов В.А., Турбаков М.С. Характеристики электроцентробежных насосов ЭЦН5-80 при работе в обводненной скважине // Нефтяное хозяйство. 2011. №4. С. 114–116.
6. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 616 с.
7. Лekomцев А.В. Повышение эффективности эксплуатации добывающих скважин электроцентробежными насосами при откачке низкопенистой газированной нефти: на примере месторождений Верхнего Прикамья. Пермь, 2013. 120 с.
8. Khabibullin R., Sarapulov N. ESP energy efficiency analysis on Western Siberia fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2018. DOI: 10.2118/191538-18RPTC-MS. (In Eng.).
9. Shakirov A., Alexeev Y., Gorlov A. World's First Mass Implementation of Ultra-High-Speed ESP Systems in Salym Group of Fields, Western Siberia, Russia // SPE Gulf Coast Section ESP Symposium, Texas, USA, 2019. DOI: 10.2118/194416-MS
10. Neumann B. Rotodynamic pump efficiency variations due to changes of operating speed or temperature // Dipl.-Ing, DIC, Ceng, MIMech, 1992, vol. 206, issue 1, pp. 27–39. DOI: 10.1243/PIME_PROC_1992_206_005_02. (In Eng.).
11. Мордвинов В.А., Турбаков М.С., Лekomцев А.В. Характеристики погружных электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин // Нефтяное хозяйство. 2010. №8. С. 112–115.
12. Вербицкий В.С., Сатаева А.Ф., Ден'гаев А.В. Повышение энергоэффективности работы УЭЦН в условиях откачки газожидкостных смесей // Нефть, газ и бизнес. 2015. №11. С. 52–55.
13. Drozdov A.N. Verbitsky V.S., Den'gaev A.V., Lambin D.N. Stand research and analysis of average-integral characteristics of submersible centrifugal pumps operating at gas-liquid mixtures. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, USA, 2011. DOI: 10.2118/141291-MS. 1. (In Eng.).

Tab. Results of generalization of bench tests of high-speed ESP of vendor №3
Tab. Результаты обобщения стендовых испытаний высокооборотных насосов производителя №3

Наименование базовой корреляции	Вид корреляции	Вид корреляции с учетом стендовых испытаний	Уточняющие коэффициенты, д.ед.	Отн. отклонение, %
ГОСТ 6134-2007	$\eta_n = \frac{\eta_{н1}}{\eta_{н1} + (1 - \eta_{н1}) \left(\frac{n_{н1}}{n_n}\right)^{0,17}}$	$\eta_n = \frac{\eta_{н1}}{\eta_{н1} + (1 - \eta_{н1}) \left(\frac{n_{н1}}{n_n}\right)^\alpha} - A$	$\alpha = 0,061; A=10$	0,22
Корреляция Аккерета	$\eta_n = 1 - (1 - \eta_{ном}) \left(\frac{n_{н1}}{n_n}\right)^\alpha$	$\eta_n = 1 - (1 - \eta_{ном}) \left(\frac{n_{н1}}{n_n}\right)^\alpha - A$	$\alpha = 0,15; A=0,1$	0,22

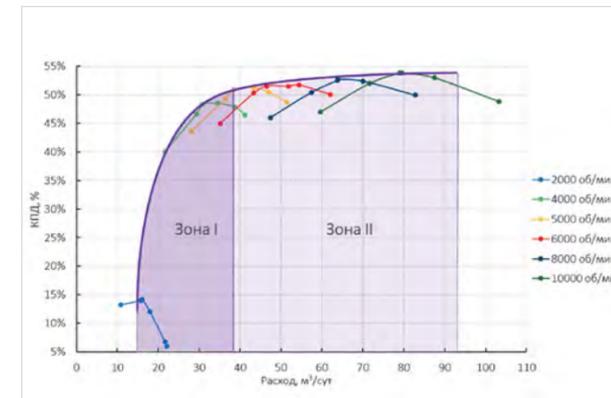


Рис. 3 — КПД насосной установки в диапазоне частот 2000–10000 об/мин
Fig. 3 — ESP efficiency in speed shaft range 2000–10000 rpm



Рис. 4 — Расчетные (паспортные) и стендовая КПД-характеристики насосов производителей №1 ГОСТ для производителя №1 и №3
Fig. 4 — Estimated and bench efficiency curve of pumps from vendors №1 and №3

ENGLISH

Results

In the presence of measurements of electricity consumption by pumping units and data on well-operation modes, it is possible to estimate the ESP efficiency. The given efficiency estimation algorithm is a convenient tool for monitoring the energy efficiency of exploitation of the producing well stock.

Conclusions

Conducted testing shows that with a high degree of certainty it is

possible to recalculate characteristics of ESP for bench conditions, and if there is essential sample of field data, under operating conditions even if there are no data on the efficiency of individual nodes. Evaluation of the values of efficiency can be used to assess the energy efficiency of operation of equipment from various vendors, using obtained correlations. The approach proposed in this article is scalable and can be extended as a methodological basis for wells with abnormal conditions of wells operation and for more complex designs of pumping units.

References

1. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Donskoy Yu.A., Bulat A.V., Zuev A.S., Yakimov S.B. Problems of energy efficiency of electric-driven centrifugal pumping units // Oil and Gas Equipment, 2016, issue 4, pp. 25–30. (In Russ.).
2. Lekomcev A.V., Turbakov M.S., Mordvinov V.A. On the issue of optimizing technological modes of operation of low-production wells of the Unva oilfield // Herald of Perm State Technical University. Geology, geoinformation system, mining and petroleum engineering, 2010, vol. 9, issue 5, pp. 53–56. (In Russ.).
3. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Ponomareva I.N. Efficiency of electric submersible pumps at extraction of the gas-liquid blends from wells // Oil Industry, 2012, issue 10, pp. 132–133. (In Russ.).
4. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Pekin S.S. Downhole pumping plant for oil production. Publishing «Oil and Gas», Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2002, 824 p. (In Russ.).
5. Lekomcev A.V., Mordvinov V.A., Turbakov M.S. Characteristics of the electrical submersible pumps ESP5-80 in water cut well // Oil Industry, 2011, issue 4, pp. 114–116. (In Russ.).
6. Drozdov A.N. Technology and technique for oil production by submersible pumps in abnormal operating conditions. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2008, 616 p. (In Russ.).
7. Lekomcev A.V. Improving the efficiency of production wells using electric centrifugal pumps for pumping low-foam carbonated oil: an example of deposits in the Upper Prikamye. Perm, 2013, 120 p. (In Russ.).
8. Khabibullin R., Sarapulov N. ESP energy efficiency analysis on Western Siberia fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2018. DOI: 10.2118/191538-18RPTC-MS.
9. Shakirov A., Alexeev Y., Gorlov A. World's First Mass Implementation of Ultra-High-Speed ESP Systems in Salym Group of Fields, Western Siberia, Russia // SPE Gulf Coast Section ESP Symposium, Texas, USA, 2019. DOI: 10.2118/194416-MS
10. Neumann B. Rotodynamic pump efficiency variations due to changes of operating speed or temperature // Dipl.-Ing, DIC, Ceng, MIMech, 1992, vol. 206, issue 1, pp. 27–39. DOI: 10.1243/PIME_PROC_1992_206_005_02.
11. Mordvinov V.A., Turbakov M.S., Lekomcev A.V. Characteristics of the submersible electro centrifugal pumps at extraction of the gas-liquid blends from wells // Oil Industry, 2010, issue 8, pp. 112–115. (In Russ.).
12. Verbitsky V.S., Sataeva A.F., Den'gaev A.V. Improving the energy efficiency of the ESP in the conditions of pumping gas-liquid mixtures // Oil, gas and buisness, 2015, issue 11, pp. 52–55. (In Russ.).
13. Drozdov A.N. Verbitsky V.S., Den'gaev A.V., Lambin D.N. Stand research and analysis of average-integral characteristics of submersible centrifugal pumps operating at gas-liquid mixtures. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, USA, 2011. DOI: 10.2118/141291-MS. 1.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Горлов Александр Евгеньевич, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: alexander.gorlov@yahoo.com
Aleksandr E. Gorlov, postgraduate, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation.
Corresponding author: alexander.gorlov@yahoo.com