

УДК 622.276

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Рукин Михаил Валерьевич¹,
rukinmv@gambler.ru

Молчанова Вероника Александровна²,
mba_2019@mail.ru

Уразаков Камил Рахматуллович²,
urazakk@mail.ru

¹ Нижневартковский государственный университет,
Россия, 628605, г. Нижневартовск, ул. Ленина, 56.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Установки электроцентробежных насосов имеют широкое распространение в нефтяной промышленности, в частности, при добыче обводненной продукции в периодическом режиме откачки. Периодический режим позволяет сократить затраты на электроэнергию за счет применения высокодебитного оборудования с более высоким КПД и оперативного изменения отбора скважинной жидкости при изменении параметров скважины без замены оборудования. Также этот способ используется при добыче нефти с высоким газовым фактором, с остановками для пропускания газовой фазы и накопления жидкости. Однако такой способ предполагает наличие пиковых силовых нагрузок, действующих на вал и опоры насоса, в результате чего происходит разрушение изоляции обмоток электродвигателя, смятие шпонок и шпоночных пазов рабочих колес, а также накопление остаточных деформаций валов и опор. В этой связи ввиду специфики особенностей эксплуатации установок электроцентробежных насосов, в частности, установок, работающих в периодическом режиме откачки, на текущий момент является актуальной задачей выявление факторов, влияющих на наработку насосного оборудования, с целью сокращения отказов. Учет параметров, определяющих наработку системы, позволяет заблаговременно предотвратить отказы. Нарботка на отказ зависит от множества параметров технологического режима. Известные методики расчета наработки на отказ носят лишь качественный характер и позволяют оценить, в какой момент времени или по какой причине наступит отказ. Статистические распределения (экспоненциальное, нормальное, распределения Вейбулла и другие), на основе которых устанавливаются наиболее вероятные значения наработки в зависимости от значения влияющего параметра или в течение определенного времени, не позволяют оценить влияние нескольких параметров, характерных для представленной системы. В работе представлена методика, основанная на регрессионном и статистическом анализе выборки скважин, предоставленной одной из компаний Западной Сибири, для учета нескольких преобладающих по влиянию параметров наработки на отказ, а также определены наиболее влияющие факторы на ресурс установки электроцентробежных насосов, работающих в периодическом режиме.

Ключевые слова:

УЭЦН, наработка на отказ, газовый фактор, ПЭД, электроцентробежный насос, механические примеси, статистический анализ, регрессионный анализ.

Введение

Подбор установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), планирование технологического режима должно быть неразрывно связано с наработкой на отказ такой установки. Учет параметров, определяющих наработку системы, позволяет заблаговременно предотвратить отказы. В качестве наиболее дорогостоящих последствий отказов следует выделить текущий и капитальный ремонт оборудования, количество которого требует сокращения с точки зрения экономических аспектов, более того, целесообразно избегать различных аварийных ситуаций, вызванных отказами таких установок. Например, с увеличением растворенного в нефти газа, при некоторых значениях давления насыщения, можно отметить увеличение кавитации в полости рабочих колес, что однозначно приводит к снижению их ресурса. Повышенная вязкость эмульсии приводит к увеличению нагрузок на погружной электродвигатель (ПЭД), вследствие чего возможен его перегрев и дальнейший отказ. В то же

время с повышенным газосодержанием можно отметить пониженную вязкость жидкости и, как следствие, с одной стороны, снижение перегрева ПЭД ввиду уменьшения воздействия на него нагрузок при относительно менее вязкой жидкости, но, с другой стороны, газ характеризуется низкой теплоемкостью, что подразумевает менее эффективный отвод тепла от ПЭДа, в связи с чем его влияние на наработку на отказ имеет двойной характер. Учет подобного влияния параметров крайне необходим для точного определения наработки на отказ УЭЦН и дальнейшего предотвращения отказов.

Известная методика расчета наработки на отказ УЭЦН, представленная в работе [1], заключается в анализе распределений Вейбулла и экспоненциальных распределений. Сущность методики заключается во временном распределении отказов и выявлении осредненных значений наработки. Таким образом, наработка на отказ, согласно указанной методике, представлена как функция от времени. Однако такой

подход дает лишь приближенное определение, в какой именно момент времени наиболее вероятно появление отказа. При этом не представляется возможным установить, чем вызваны эти отказы, проанализировать их причины.

В работе [2] по результатам анализа преждевременных отказов оборудования на добывающих скважинах выявлены осложняющие факторы, оказывающие влияние на работу оборудования на месторождениях, в том числе высокое содержание механических примесей в скважинной продукции, высокое содержание свободного газа, влияние коррозионно-активных сред, высокая вязкость добываемой продукции, солеотложение и асфальтосмолапарафиновые отложения. В целях прогнозирования возможной наработки на отказ построены кривые безотказной работы оборудования. По итогам полученные значения наработок установок электроцентробежных насосов, соответствующие значению вероятности 0,5, значительно различаются (от 980 до 2000 суток) по разным цехам добычи нефти и газа, что является следствием различных условий эксплуатации. Таким образом, представленная методика несет ряд допущений – в частности, не представлены влияния нескольких независимых параметров на зависимый параметр.

В этой связи предложена методика, отличная от известных тем, что учитывает в том числе одновременное влияние нескольких параметров на наработку на отказ, и основанная на регрессионном анализе, что позволяет представить в виде функции зависимость наработки на отказ УЭЦН от параметров скважины. Также разработанная методика устанавливает взаимосвязь между независимыми параметрами, включенными в уравнение наработки на отказ, что позволяет при отсутствии данных по значениям какого-либо параметра использовать другой параметр (например, если неизвестно значение газового фактора, можно спрогнозировать наработку по другим параметрам, косвенно характеризующим газовый фактор, – плотность и вязкость эмульсии). Такой подход позволит определить параметры, превалирующие по влиянию на отказы УЭЦН, и представить функцию, которая позволит в зависимости от конкретных значений параметров скважины определить значение наработки на отказ УЭЦН.

Статистический анализ фонда скважин, оборудованных УЭЦН

Анализ динамики отказов

Обоснованность выявления регрессионных зависимостей связана с необходимостью прогнозирования наработки на отказ с учетом условий эксплуатации УЭЦН. В качестве примера рассмотрен технологический режим фонда скважин, оборудованных УЭЦН, работающих в периодическом режиме, одного из месторождений Западной Сибири.

Добыча в периодическом режиме состоит из двух периодов: период накопления пластовой жидкости в затрубном пространстве над насосом и непосредственный процесс откачки скважинной жидкости при помощи УЭЦН. При этом есть два варианта периоди-

ческого режима работы УЭЦН: с полной остановкой вращения УЭЦН и с понижением частоты. На текущий момент более распространен вариант с полной остановкой УЭЦН, поскольку он появился раньше и является более простым в технической реализации [3, 4].

К достоинствам периодической эксплуатации относят следующее: экономия электроэнергии за счет высокодебитного оборудования с более высоким КПД и оперативное изменение отбора скважинной жидкости при изменении параметров скважины без замены оборудования. Также этот способ используется при добыче нефти с высоким газовым фактором, с остановками для пропускания газовой фазы и накопления жидкости [5, 6].

При этом известны и недостатки способа, к примеру, при каждом повторном запуске электродвигателя происходит значительное увеличение пусковых токов и возникновение пиковых силовых нагрузок, действующих на вал и опоры насоса. Как результат, разрушение изоляции обмоток электродвигателя, смятие шпонок и шпоночных пазов рабочих колес, а также накопление остаточных деформаций валов и опор [7].

Исходная выборка включила 581 скважину, оборудованную УЭЦН. В рассматриваемых скважинах имеются данные по различным отказам, включая их причину и наработку, выраженную в сутках.

Предварительно при проведении статистического анализа исключены скважины, находящиеся в простое по причине консервации, а также скважины, на которых производятся геолого-технические мероприятия (ГТМ), и прочие остановленные скважины, не характеризующие качественно или количественно отказы УЭЦН. Предварительная выборка, с учетом сказанного выше, составила 468 скважин.

На рис. 1 представлено распределение диапазонов суммарных наработок УЭЦН в зависимости от количества скважин.

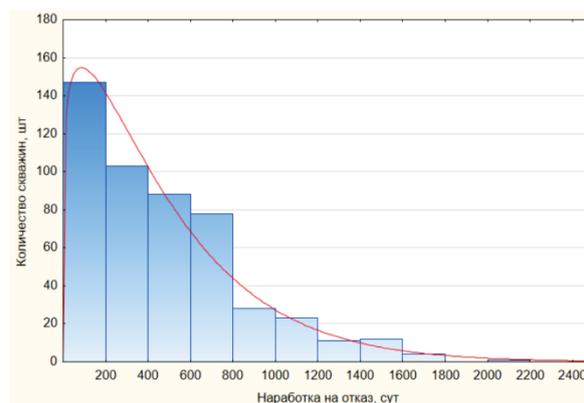


Рис. 1. Распределение наработок на отказ в зависимости от количества скважин

Fig. 1. Distribution of mean time between failures depending on the number of wells

На основе полученной статистики видно, что распределение наработок приближенно характеризуется распределением Вейбулла. Максимальное количество наработок на отказ УЭЦН включено в диапазон от 0–200 суток при количестве скважин около 145 шт.

Указанное распределение характеризуется уравнением вида:

$$K = 355e^{-0,0022N-0,35} + 3. \quad (1)$$

Прикладной смысл уравнения (1) заключается в следующем. При известной наработке на отказ (методика определения которой будет рассмотрена далее) можно оценить количество скважин при указанном значении наработки. Например, при наработке на отказ, равной 500 сут, количество скважин составит около 90 шт. (рис. 1). Таким образом, можно спрогнозировать, какое количество скважин будет нуждаться в ремонте по истечении 500 сут. [8, 9].

Или, выражая наработку на отказ N , в зависимости от количества скважин указанного месторождения Западной Сибири получено уравнение вида:

$$N = -\frac{\ln\left(\frac{K-3}{355}\right)+0,35}{0,0022}, \quad (2)$$

где K – количество скважин, шт.; N – наработка на отказ, сут.

Уравнение (2), в отличие от уравнения (1), напротив, характеризует наработку на отказ в зависимости от количества скважин. Например, подставляя в уравнение (2) количество скважин, равное 90 шт., получим, что указанное количество скважин будет работать не более 500 сут. [10].

На рис. 2 представлена динамика отказов УЭЦН в зависимости от его вида.

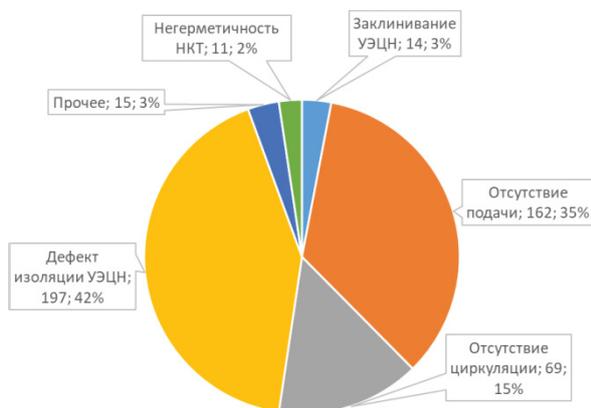


Рис. 2. Виды отказов УЭЦН, их количество, процентное соотношение

Fig. 2. Types of ESP failures, their number, percentage ratio

Более подробное описание наиболее распространенных (в рассматриваемом фонде скважин) отказов, а именно – дефект изоляции УЭЦН, отсутствие подачи и циркуляции, представлено на рис. 3–5.

На рис. 3 представлено более детальное изучение отказа по причине снижения изоляции УЭЦН.

Снижение изоляции происходит в основном в период переходного процесса, т. е. в динамике. Ввиду наличия периодического режима откачки это явление наиболее характерно для рассматриваемого фонда, в связи с чем наблюдается значительная доля отказов по снижению изоляции. Механизм возникновения следующий. При запуске УЭЦН в работу происходит резкое повышение силы тока электродвигателя (в 3–6 раз),

особенно при больших глубинах подъема нефти. Сокращение периода откачки приводит к частым запускам УЭЦН, соответственно, увеличению нагрузок на ПЭД и изоляцию, в связи с чем целесообразнее увеличивать период откачки и сокращать количество пусков и остановок УЭЦН. Косвенно указывают на связь между снижением изоляции и периодом откачки проявления АСПО. Снижение периода откачки свидетельствует о более скором образовании АСПО ввиду более быстрого остывания в верхней части скважины потока при остановке УЭЦН, чем если бы при тех же условиях УЭЦН находился в постоянном периоде перекачки, что свидетельствует о периодичности температурных колебаний и создает благоприятные условия для образования АСПО. Также ввиду наличия механических повреждений кабеля возможно изменение сопротивления кабельной линии, вследствие чего происходят перегрузки ПЭД [10–13].

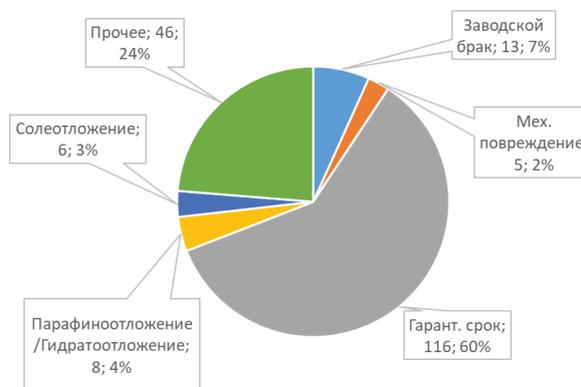


Рис. 3. Детальное описание отказов по причине снижения изоляции УЭЦН

Fig. 3. Detailed description of failures due to reduction of ESP insulation

К прочим причинам отказов отнесены: отсутствие данных, засорение механическими примесями, обрыв УЭЦН.

На рис. 4 представлены факторы, связанные с отсутствием подачи УЭЦН.



Рис. 4. Детальное описание отказов по причине отсутствия подачи

Fig. 4. Detailed description of failures due to lack of supply

Здесь к прочим причинам отказа отнесено отсутствие данных (не установлена причина), организаци-

онные причины цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), негерметичность подвески НКТ, засорение механическими примесями, а также брак в узлах УЭЦН. Аналогично более детально рассмотрены отказы по отсутствию циркуляции (рис. 5).

К прочим причинам относятся организационные причины ЦДНГ при определении и выявлении отказавшего узла оборудования.

На основе проведенного анализа отказов установлено, что основные отказы УЭЦН в рассмотренном фонде связаны со снижением изоляции, отсутствием циркуляции и подачи. При этом для указанных причин наблюдаются явления отложения АСПО и гидратообразования. На рис. 6 схематично представлена взаимосвязь между отказами УЭЦН.

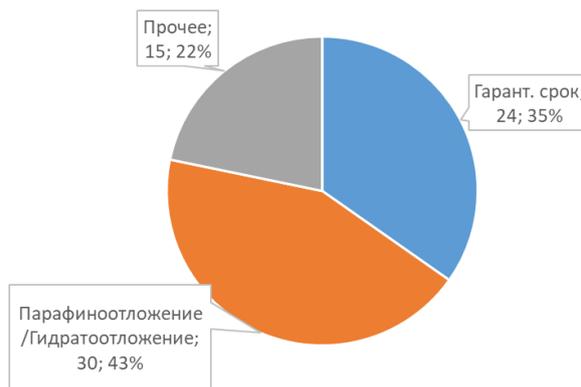


Рис. 5. Детальное описание отказов по причине отсутствия циркуляции

Fig. 5. Detailed description of failures due to lack of circulation

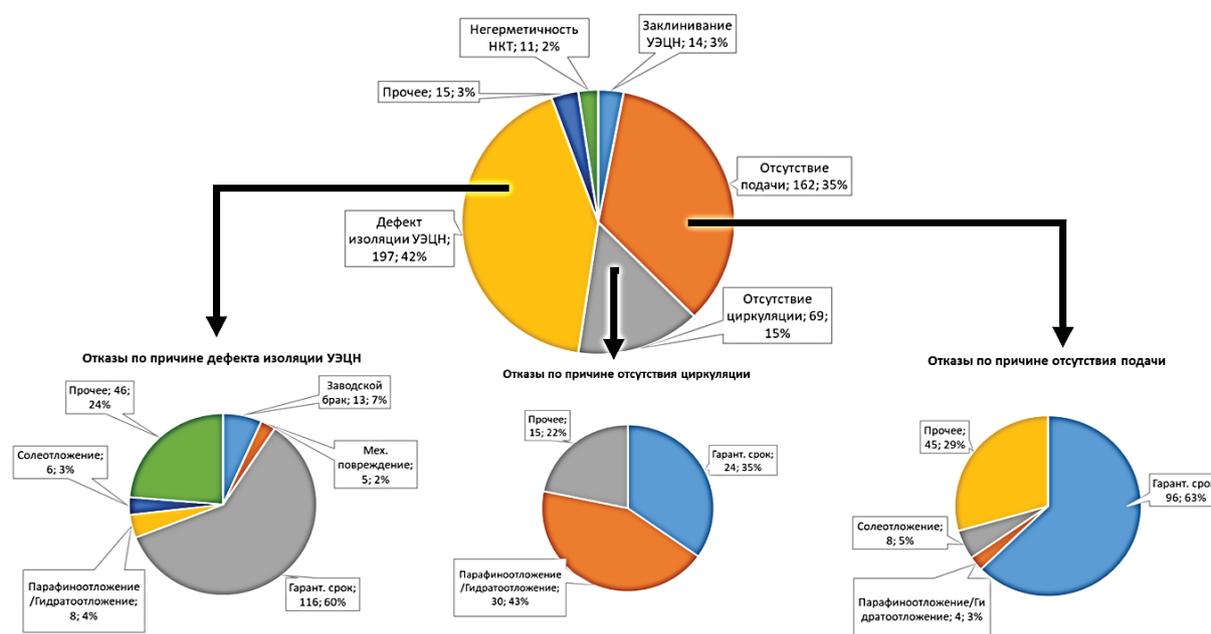


Рис. 6. Взаимосвязь отказов УЭЦН

Fig. 6. Correlation of ESP failures

Анализ параметров, преобладающих по влиянию на динамику отказов УЭЦН

Описание методики определения наработки на отказ

Методика определения наработки на отказ УЭЦН представлена в виде следующих этапов:

- 1) предварительная отбраковка выборки – исключение элементов выборки, которые не связаны напрямую или косвенно с наработкой на отказ, например, скважины, находящиеся в простое или консервации, либо на которых проводятся геолого-технические работы и т. д.;
- 2) анализ преобладающих по влиянию параметров на наработку УЭЦН (дебит жидкости, газовый фактор, давление насыщения и т. д.) – корреляционный анализ, который базируется на известных принципах статистики;
- 3) при отсутствии удовлетворительной корреляции – корректировка выборки на основе известных фи-

зических зависимостей или подбор исключений иных причин (отказ по причине гарантийного срока);

- 4) применение регрессионного анализа для выявления функциональной зависимости наработки на отказ от параметров скважины после корректировки выборки [14–18].

Для корректного анализа зависимости наработки на отказ УЭЦН от параметров скважины и собственных параметров необходимо преобразовать выборку. Во-первых, исключены (на основе анализа отказов, проведенного выше) скважины с наработкой на отказ свыше 500 суток, где наступил гарантийный срок эксплуатации узлов УЭЦН, во-вторых, также исключены прочие элементы выборки, где причины отказов не связаны напрямую с параметрами скважин, влияющими на отказы УЭЦН (исключены также наработки, связанные с организационными моментами цеха

добычи нефти и газа (ЦДНГ), заводские браки и др.). В-третьих, ввиду широкого разброса значений каждого отдельного параметра УЭЦН исходная выборка была преобразована с целью выявления корреляционных зависимостей, то есть исключены значения с

широким разбросом относительно средней величины. После преобразования выборка составила 110 скважин. Сводная матрица корреляций «наработка на отказ – параметры УЭЦН и скважин» представлена в таблице.

Таблица. Матрица сводных корреляций для параметров УЭЦН и наработки на отказ

Table. Matrix of summary correlations for ESP parameters and MTBF

Наименование параметра Parameter name	Коэффициент корреляции наработки на отказ и параметров, r Correlation coefficient of MTBF and parameters, r	Коррелируемость Correlability		
		умеренная moderate	заметная noticeable	высокая high
Режим работы УЭЦН (периодический) ESP operating mode (intermittent)	–	–	–	–
Номинальная мощность ПЭД, кВт Rated power of submersible motors, kW	0,011886	нет no	нет no	нет no
Потребляемая мощность, кВт Power consumption, kW	–0,051526	нет no	нет no	нет no
Внешний диаметр ПЭД, мм External diameter of submersible motors, mm	–0,041464	нет no	нет no	нет no
Частота УЭЦН в режиме откачки, Гц Frequency of ESP unit in the pumping mode, Hz	0,024712	нет no	нет no	нет no
Длительность периода откачки, мин Duration of pumping period, min	0,285036	да yes	нет no	нет no
Длительность периода накопления, мин Period of accumulation, min	0,045836	нет no	нет no	нет no
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм Casing inside diameter, mm	–0,212227	да yes	нет no	нет no
Дебит жидкости, м ³ /сут Fluid flow rate, m ³ /day	0,297550	да yes	нет no	нет no
Обводненность продукции, % Product water content, %	0,098201	нет no	нет no	нет no
Газовый фактор пластовой нефти, м ³ /м ³ Gas factor of formation oil, m ³ /m ³	–0,788807	нет no	нет no	да yes
Давление насыщения, атм. Saturation pressure, atm.	–0,431255	да yes	нет no	нет no
Концентрация механических примесей в продукции, г/л Concentration of mechanical impurities in production, g/l	–0,614310	нет no	да yes	нет no
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с Oil dynamic viscosity in formation conditions, mPa*s	0,131260	нет no	нет no	нет no
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³ Oil density in formation conditions, kg/m ³	0,562433	нет no	да yes	нет no
Плотность воды, кг/м ³ Water density, kg/m ³	0,018892	нет no	нет no	нет no
Температура пластовой жидкости, градусы Reservoir fluid temperature, degrees	0,063367	нет no	нет no	нет no
Глубина спуска насоса по стволу, м Pump lowering depth along the borehole, m	–0,151164	нет no	нет no	нет no
Глубина спуска насоса по вертикали, м Vertical pump lowering depth, m	0,088739	нет no	нет no	нет no
Глубина кровли пласта по вертикали, м Vertical depth of formation top, m	–0,066868	нет no	нет no	нет no
Динамический уровень, м Dynamic level, m	–0,158773	нет no	нет no	нет no
Затрубное давление, атм Tube pressure, atm	0,172442	нет no	нет no	нет no
Давление на приеме ЭЦН, атм Pressure at ESP intake, atm	0,022591	нет no	нет no	нет no
Забойное давление, атм Backfill pressure, atm	–0,024864	нет no	нет no	нет no

Коэффициент корреляции определялся по критерию Спирмена [18–20] (в связи с отсутствием нормальных распределений параметров скважины в представленном технологическом режиме) [21], (3):

$$p = 1 - 6 \frac{\sum d^2}{n^3 - n}, \quad (3)$$

где $d = d_x - d_y$ – разность рангов первого и второго параметров (каждому значению X и Y присваивается

номер ранга; N – количество значений параметров, участвовавших в ранжировании.

При этом оценка коррелируемости параметров основана на шкале Чеддока [21]:

- 1) менее 0,2 – слабая зависимость;
- 2) от 0,2–0,3 до 0,5 – умеренная зависимость;
- 3) 0,5–0,7 – заметная зависимость;
- 4) 0,7–0,9 – высокая зависимость;
- 5) 0,9–0,99 – значительная зависимость.

На основе полученных результатов проведенного корреляционного исследования определены наиболее преобладающие по влиянию на наработку на отказ параметры с умеренной, заметной и высокой зависимостью (согласно шкале Чеддока, с коэффициентами корреляции от 0,2 до 0,9) – газовый фактор пластовой нефти, давление насыщения, концентрация механических примесей, плотность нефти в пластовых условиях, дебит жидкости, длительность периода откачки и внутренний диаметр обсадной колонны. Знаком минус отмечены значения коэффициентов корреляции, свидетельствующие, о том, что с увеличением значения параметра снижается наработка на отказ.

Физический смысл наличия корреляций между наработкой на отказ и представленными выше параметрами следующий. Высокая обратная зависимость (со знаком минус) коэффициента корреляции наработки на отказ от газового фактора связана с тем, что, во-первых, с повышением доли растворенного газа в эмульсии на приеме УЭЦН возрастает количество кавитационных процессов в полости лопаток рабочих колес насоса (наличие перепадов давления с последующим высвобождением пузырьков растворенного газа и их энергии при переходе из области повышенного давления в область пониженного давления), в связи с чемкратно увеличивается износ ступеней и, как следствие, снижается наработка на отказ [22]. Во-вторых, при наличии чрезмерно высокой доли свободного газа на приеме УЭЦН наблюдается пульсация и прерывистое движение потока в полости насоса, а также при достижении доли свободного газа свыше 25 % возможен полный срыв подачи. С увеличением давления насыщения также снижается наработка на отказ. Связано это с тем, что чем больше перепад давления в полости насоса и на приеме (которое характеризуется давлением насыщения), тем значительнее высвобождение растворенного газа и тем интенсивнее кавитация. С увеличением концентрации механических примесей происходит истирание рабочих элементов насоса твердыми абразивными частицами, поступающими вместе с пластовой эмульсией. В этих условиях, к примеру, очень быстро изнашиваются детали верхней пяты вала насоса и участок вала насоса под сальником, снижается надежность гидрозащиты погружного двигателя. Абразивные частицы также забивают фильтры насосов, вначале уменьшая, а затем полностью прекращая поступление жидкости в насос.

Также наработка на отказ растет по мере увеличения скорости омывающего потока (с повышением дебита жидкости) и длительности периода откачки, так как в этом случае создаются более благоприятные условия для отвода тепла от ПЭД. В случае увеличения внутреннего диаметра обсадной колонны наработка на отказ падает (что свидетельствует об отрицательном коэффициенте корреляции) ввиду снижения скорости потока при увеличении проходного сечения.

Определение регрессионных зависимостей наработки на отказ УЭЦН и наиболее коррелируемых параметров

Из представленных коэффициентов корреляций отобраны параметры со значениями коэффициентов корреляции $r=0,2$, а также $r=0,4$ (с умеренной, замет-

ной и высокой степенью корреляции). Получены уравнения регрессии наработки на отказ вида (в зависимости от конкретных параметров):

$$r > 0,4 : N = 1,56\rho_n - 0,22ГФ + 0,3P_{нас} - 0,29n_{мех.пр} - 1012,8. \quad (4)$$

Или с учетом периода откачки, дебита жидкости и диаметра обсадной колонны:

$$r > 0,2 : N = 1,41\rho_n - 0,22ГФ + 0,28P_{нас} - 0,27n_{мех.пр} + 0,35Q_{ж} - 0,29t_{от} - 0,34D_{об} - 844,8. \quad (5)$$

где $ГФ$ – газовый фактор пластовой нефти, $м^3/м^3$; $P_{нас}$ – давление насыщения, атм; $n_{мех.пр}$ – концентрация механических примесей, г/л; ρ_n – плотность нефти в пластовых условиях, $кг/м^3$; $Q_{ж}$ – дебит жидкости, $м^3/сут$; $t_{от}$ – период откачки, мин; $D_{об}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, мм.

Суммарный коэффициент корреляции уравнений (4) и (5) для определения наработки на отказ УЭЦН составляет порядка $r=0,8$.

Далее произведен анализ каждого отдельного параметра, определяющего наработку на отказ и входящего в уравнение (4). В ходе анализа также определены и отобраны заметные и высокие коррелируемые параметры – газовый фактор и вязкость, плотность нефти в пластовых условиях (коэффициент корреляции $r=0,5$, $r=0,6$ соответственно), давление насыщения и плотность пластовой нефти (коэффициент корреляции $r=0,8$).

Уравнение зависимости газового фактора от плотности и вязкости пластовой нефти имеет вид (получено путем аппроксимации данных на основе квадратичного уравнения поверхности):

$$ГФ = 1,3 \cdot 10^5 + 5303\mu_n - 311\rho_n - 6,45\rho_n\mu_n + 6695\mu_n^2 + 0,2\rho_n^2, \quad (6)$$

где μ_n – вязкость пластовой нефти, $мПа \cdot с$.

На рис. 7 представлена графическая зависимость аппроксимирующего уравнения (4) – уравнение поверхности.

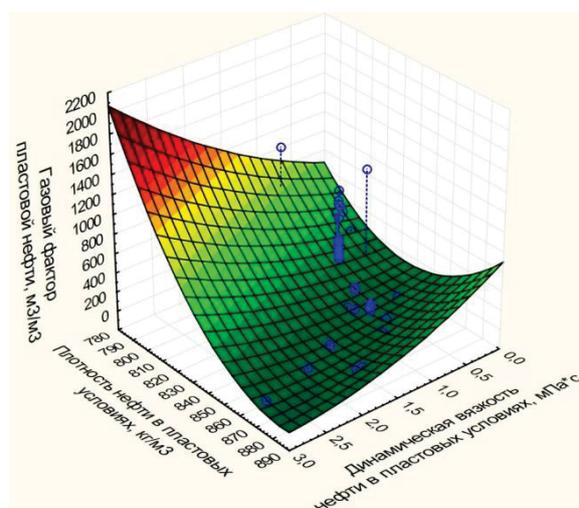


Рис. 7. Зависимость газового фактора от динамической вязкости и плотности пластовой нефти

Fig. 7. Dependence of gas factor on dynamic viscosity and density of reservoir oil

Физический смысл регрессионного уравнения (6) свидетельствует о следующем. На основе известных исследований напорно-расходных характеристик УЭЦН установлено, что с увеличением газового фактора напорно-расходная характеристика УЭЦН деградирует, увеличение вязкости свидетельствует о снижении газового фактора.

Уравнение зависимости давления насыщения пластовой нефти от ее плотности имеет вид (получено путем аппроксимации данных на основе полиномиального уравнения):

$$P_{\text{нас}} = -2,2 \cdot 10^6 + 10688\rho_n - 19,8\rho_n^2 + 0,016\mu_n^3 - 5 \cdot 10^{-6}\rho_n^4, \quad (7)$$

где ρ_n – плотность пластовой нефти, кг/м³.

На рис. 8 представлена графическая зависимость аппроксимирующего уравнения (7).

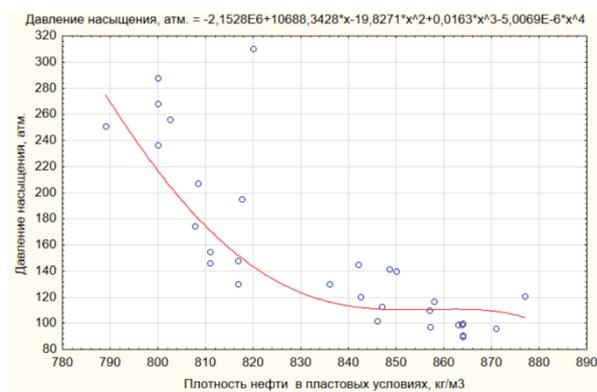


Рис. 8. Зависимость давления насыщения от плотности пластовой нефти

Fig. 8. Dependence of saturation pressure on oil density

С учетом уравнений (6), (7) уравнение динамики отказов может быть выражено следующим образом (путем подстановки полученных уравнений в уравнение (4)), формула (8):

$$N = 1,56\rho_n - 0,22 \left(1,3 \cdot 10^5 + 5303\mu_n - 311\rho_n - 6,45\rho_n\mu_n + 6695\mu_n^2 + 0,2\rho_n^2 \right) + 0,3 \left(-2,2 \cdot 10^6 + 10688\rho_n - 19,8\rho_n^2 + 0,016\mu_n^3 - 5 \cdot 10^{-6}\rho_n^4 \right) - 0,29n_{\text{мех. пр}} - 1012,8. \quad (8)$$

Далее также произведен анализ зависимости дебита жидкости и длительности периода откачки от других параметров, влияющих на значение дебита. Установлено, что дебит жидкости в том числе зависит от длительности откачки (коэффициент корреляции $r=0,7$), а также от обводненности продукции (коэффициент корреляции $r=0,51$). Получено аппроксимирующее уравнение поверхности вида:

$$Q_{\text{ж}} = 12,1 + 0,67t_{\text{от}} - 0,28w - 0,005t_{\text{от}}^2 + 0,004wt_{\text{от}} + 0,005w^2, \quad (9)$$

где $t_{\text{от}}$ – длительность периода откачки, мин; W – обводненность продукции, %.

На рис. 9 представлена аппроксимирующая зависимость дебита жидкости от обводненности и длительности периода откачки.

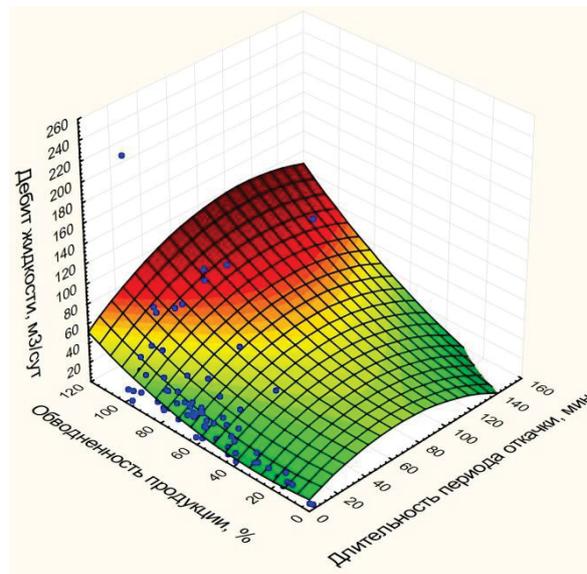


Рис. 9. Зависимость дебита жидкости от длительности периода откачки и обводненности продукции

Fig. 9. Dependence of fluid flow rate on pumping period duration and production water cut

Тогда с учетом уравнения дебита (9) и прочих параметров, рассмотренных ранее (уравнения (6), (7)), уравнение (5) может быть выражено уравнением (10):

$$N = 1,41\rho_n - 0,22 \left(1,3 \cdot 10^5 + 5303\mu_n - 311\rho_n - 6,45\rho_n\mu_n + 6695\mu_n^2 + 0,2\rho_n^2 \right) + 0,28 \left(-2,2 \cdot 10^6 + 10688\rho_n - 19,8\rho_n^2 + 0,016\mu_n^3 - 5 \cdot 10^{-6}\rho_n^4 \right) - 0,27n_{\text{мех. пр}} + 0,35 \left(12,1 + 0,67t_{\text{от}} - 0,28w - 0,005t_{\text{от}}^2 + 0,004wt_{\text{от}} + 0,005w^2 \right) - 0,29t_{\text{от}} - 0,34D_{\text{об}} - 844,8. \quad (10)$$

Таким образом, на основе представленного фонда скважин был проведен статистический анализ динамики отказов, определены основные причины отказов – дефект изоляции УЭЦН, отсутствие подачи и циркуляции, в том числе из указанных причин отказов значительную долю занимает отложение АСПО, однако ввиду отсутствия данных в технологическом режиме фонда по параметру «содержание АСПО» корреляционные зависимости не установлены. На основе оптимизированной выборки определены преобладающие по влиянию параметры на динамику отказов (газовый фактор пластовой нефти, давление насыщения, концентрация механических примесей, плотность нефти в пластовых условиях), получены регрессионные уравнения, позволяющие определить и спрогнозировать значение наработки на отказ при известных некоторых исходных параметрах УЭЦН и скважины.

Выводы

1. Произведен статистический анализ фонда скважин, оборудованных УЭЦН, эксплуатирующихся в осложненных условиях, установлены основные причины отказа – дефект изоляции УЭЦН, отсутствие подачи, отсутствие циркуляции, а также определены причины, влияющие на указанные отказы – соле- и парафиноотложения, гидратообразование. Снижение периода откачки свидетельствует о более скором образовании АСПО ввиду более интенсивного остывания в верхней части скважины потока при остановке УЭЦН, чем если бы при тех же условиях УЭЦН находился в постоянном периоде перекачки, что свидетельствует о периодичности температурных колебаний и создает благоприятные условия для образования АСПО.
2. В ходе статистического анализа представленного фонда скважин, оборудованных УЭЦН и работающих в периодическом режиме откачки, получена экспоненциальная функция зависимости количества скважин от значения наработки на отказ, а также представлена логарифмическая функция зависимости наработки на отказ от количества скважин. Экспоненциальная функция зависимости количества скважин от наработки на отказ позволяет оценить число скважин, на которых потребуются проведение ремонтных работ через определенный промежуток времени. Логарифмическая функция зависимости наработки на отказ от количества скважин позволяет спрогнозировать, какая наработка составит при указанном значении количества скважин в рассматриваемом периодическом фонде. Указанные функции для рассматриваемого фонда при текущем значении параметров технологического режима позволяют произвести оценку динамики отказов, определить количество скважин, при которых будет наблюдаться определенная наработка, что позволит более точно запланировать ремонтные операции на скважинах.
3. Определены наиболее преобладающие по влиянию параметры на динамику отказов (наработку на отказ) – газовый фактор пластовой нефти, давление насыщения, концентрация механических примесей, плотность нефти в пластовых условиях, а также определены параметры с умеренным влиянием на динамику отказов (наработку на отказ) – дебит жидкости, длительность периода откачки и диаметр обсадной колонны.
4. Разработана методика прогнозирования динамики отказов, представляющая собой функцию зависимости наработки на отказ от параметров технологического режима (газовый фактор пластовой нефти, давление насыщения, концентрация механических примесей, плотность нефти в пластовых условиях, дебит жидкости, длительность периода откачки и диаметр обсадной колонны), позволяющая учесть непосредственное влияние указанных параметров при их конкретном значении с коэффициентом корреляции равным 0,8.
5. На основе регрессионного анализа определены факторы при периодическом режиме откачки, влияющие на газовый фактор, давление насыщения, дебит жидкости. Получено, что газовый фактор косвенно характеризуется значениями вязкости и плотности пластовой нефти. Давление насыщения также зависит от свойств пластовой нефти – в частности, от значения плотности пластовой нефти. В том числе дебит жидкости зависит от обводненности и длительности периода откачки.
6. Полученные результаты свидетельствуют о наличии оптимальных параметров скважины и работы УЭЦН: период откачки – 60–80 мин, обводненность – 90–100 %, плотность пластовой нефти 790–800 кг/м³, давление насыщения – 220–280 атм, газовый фактор 50–100 м³/м³. При наличии указанных параметров скважины и соблюдении режима откачки достигается наибольший возможный дебит с учетом обеспечения максимальной наработки на отказ при эксплуатации УЭЦН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Черников В.С. Анализ эксплуатационной надежности УЭЦН и методы прогнозирования отказов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 5. – С. 36–39.
2. Прогнозирование наработки на отказ, выбор исполнения и оптимизация закупок установок электроцентробежных насосов для осложненного фонда скважин / А.А. Сабилов, А.В. Деговцов, И.В. Кузнецов, Ш.А. Алиев, И.И. Мазеин, С.В. Меркушев, Д.Н. Красноборов // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 7–8. – С. 44–48.
3. Бахтияров Р.Х. Осложнения при эксплуатации скважин УЭЦН и методы повышения эффективности эксплуатации УЭЦН // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 28–32.
4. Гаврилов В.С. Анализ эффективности работы УЭЦН на Самолгорском месторождении // Ашировские чтения. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2021. – Т. 1. – № 1. – С. 222–226.
5. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, Э.О. Тимашев, В.А. Молчанова и др. – Пермь: ООО «Астер Плюс», 2020. – 600 с.
6. Думлер Е.Б. Особенности эксплуатации УЭЦН в условиях воздействия свободного газа // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 375–378.
7. Joon-Ho C. A study on the operation status monitoring, diagnosis and failure prediction algorithm of smart ESP // The Journal of Next-generation Convergence Technology Association. – 2022. – V. 6. – P. 775–780.
8. Sherif F., Abdelaziz K., Hashim N. Improving electric submersible pumps efficiency and mean time between failure using permanent magnet motor // Upstream Oil and Gas Technology. – 2022. – V. 9. – P. 100074.
9. McPherson J.W. Reliability physics and engineering: time-to-failure modeling. – Cham, Switzerland: Springer, 2019. – 463 p.
10. Fault diagnosis of electric submersible pump tubing string leakage / J. Yang, W. Li, J. Chen, L. Sheng // International Conference on Advances in Energy, Environment and Chemical Science. – 2021. – V. 245. – P. 1–6.
11. Peng L. et al. Electric submersible pump broken shaft fault diagnosis based on principal component analysis // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 191. – P. 107154.

12. Detecting electric submersible pump failures / L. Peng, G. Han, A.L. Pagou, J. Shu // Gulf Professional Publishing. – 2021. – V. 11. – P. 223–236.
13. Palgrave R. Troubleshooting centrifugal pumps and their systems. – Oxford, United Kingdom: Butterworth-Heinemann, 2019. – 688 p.
14. Ивченко Г.И., Медведев Ю.И. Математическая статистика. – М.: Либроком, 2020. – 352 с.
15. Frost J. Regression analysis: an intuitive guide for using and interpreting linear models. – USA: State College, 2020. – 355 p.
16. Stone J.V. Linear regression: a tutorial introduction to the mathematics of regression analysis (tutorial introductions). – London, United Kingdom: Sebtel Press, 2022. – 126 p.
17. Hoffmann J.P. Linear regression models. – London, United Kingdom: Chapman and Hall/CRC, 2021. – 420 p.
18. Rhinehart R.R. Nonlinear regression modeling for engineering applications: modeling, model validation, and enabling design of experiments. – New York, USA: Wiley-ASME Press, 2016. – 374 p.
19. Crow E.L., Davis F.A., Maxfield M.W. Statistics Manual. – New York, USA: Dover Publ., 2011. – 320 p.
20. William N. Statistics for Engineers and Scientists. – New York, USA: McGraw-Hill Higher Education, 2019. – 937 p.
21. Пудова Н.В., Никитин В.В. Анализ значений коэффициента ранговой корреляции Спирмена // Экономический анализ: теория и практика. – 2004. – № 3 (18). – С. 52–56.
22. Kaesti E.Y., Helmy M.F., Yusrizal M.Z. Production optimization with ESP methods on high GOR wells // AIP Conference Proceedings. – 2020. – V. 2245. – P. 030006.

Поступила 01.08.2022 г.

Прошла рецензирование 07.10.2022 г.

Информация об авторах

Рукин М.В., старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, Нижневартровский государственный университет.

Молчанова В.А., кандидат технических наук, доцент кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Уразаков К.Р., доктор технических наук, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276

METHOD FOR DETERMINING THE MEAN TIME BETWEEN FAILURES OF ESP UNITS

Mikhail V. Rukin¹,
rukinmv@rambler.ru

Veronika A. Molchanova²,
mba_2019@mail.ru

Kamil R. Urazakov²,
urazakk@mail.ru

¹ Nizhnevartovsk State University,
56, Lenin street, Nizhnevartovsk, 628605, Russia.

² Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

Electrical submersible pumps are widespread in the oil industry, in particular, for production of watered mixture in periodic pumping mode. Intermittent mode allows reducing energy costs due to application of high-rate equipment with higher efficiency and prompt change of well fluid withdrawal during change of well parameters without changing equipment. This method is also used when producing oil with high gas factor, with stops for gas phase passing and liquid accumulation. However, this method assumes the presence of peak force loads acting on the pump shaft and supports, as a result of which destruction of electric motor winding insulation, crushing of dowels and keyways of impellers, as well as accumulation of residual deformations of shafts and supports take place. In this relation in view of specific features of electrical submersible pumps installations operation, in particular, installations operating in a periodic pumping mode, the identification of factors influencing the operating time of pumping equipment in order to reduce failures is an actual task at the present moment. The accounting of parameters, determining the system operating time, allows preventing the failures in advance. Mean time between failures depends on many parameters of technological mode. The known methods of calculating mean time between failures are of qualitative character only and allow estimating at what moment in time or by what reason the failure will happen. Statistical distributions (exponential, normal, Weibull distributions etc.) on which base the most probable values of operating time depending on the value of the influencing parameter, or within a certain time are determined, cannot be used for evaluation of the effect of several parameters, which are typical for the presented system. The method based on the regression and statistical analysis of the sample of the wells, granted by one of the Western Siberia companies, is presented in the work for considering several parameters, which have the greatest influence on the operating time to failure, as well as the most influencing factors on the electrical submersible pumps installations life time in the periodic mode are determined.

Key words.

ESP, mean time between failures, GOR, submersible drive, electrical submersible pump, mechanical impurities, statistical analysis, regression analysis.

REFERENCES

- Chernikov V.S. *ESP reliability analysis and failure prediction technique. Territoriya Neftegaz*, 2011, no. 5, pp. 36–39. In Rus.
- Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Kuznetsov I.V., Aliev Sh.A., Mazeyin I.I., Merkushev S.V., Krasnoborov D.N. Forecasting the operating time to failure, selection of design and optimization of procurement of electric centrifugal pump installations for complicated wells stock. *Territoriya Neftegaz*, 2019, no. 7–8, pp. 44–48. In Rus.
- Bakhtiyarov R. Kh. Oslozhneniya pri ekspluatatsii skvazhin UETsN i metody povysheniya effektivnosti ekspluatatsii UETsN [Complications in the operation of ESP wells and methods to improve the efficiency of ESP operation]. *Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele-2019. Sbornik trudov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Modern technologies in oil and gas-2019. Collection of papers of the international scientific and technical conference]. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., 2019, pp. 28–32.
- Gavrilov V.S. Analiz effektivnosti raboty UETsN na Samotlorskom mestorozhdenii [Analysis of the effectiveness of ESP at the Samotlorskoye field]. *Ashirovskie chteniya* [Ashirov readings]. Samara, Samara State Technical University Publ., 2021. Vol. 1, no. 1, pp. 222–226.
- Urazakov K.R., Timashev E.O., Molchanova V.A. *Spravochnik po dobyche nefii* [Handbook of oil production]. Perm, Aster Plus Ltd Publ., 2020. 600 p.
- Dumler E.B. Osobennosti ekspluatatsii UETsN v usloviyakh vozdeystviya svobodnogo gaza [Peculiarities of ESP operation under the influence of free gas]. *Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele-2020. Sbornik trudov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Modern technologies in oil and gas-2020. Collection of papers of the international scientific and technical conference]. Oktyabrsky, Ufa State Petroleum Technological University Publ., 2020, pp. 375–378.
- Joon-Ho C. A study on the operation status monitoring, diagnosis and failure prediction algorithm of smart ESP. *The Journal of Next-generation Convergence Technology Association*, 2022, vol. 6, pp. 775–780.
- Sherif F., Abdelaziz K., Hashim N. Improving electric submersible pumps efficiency and mean time between failure using permanent magnet motor. *Upstream Oil and Gas Technology*, 2022, vol. 9, pp. 100074.
- McPherson J.W. *Reliability physics and engineering: time-to-failure modeling*. Cham, Switzerland, Springer, 2019. 463 p.
- Yang J., Li W., Chen J., Sheng L. Fault diagnosis of electric submersible pump tubing string leakage. *International Conference on Advances in Energy, Environment and Chemical Science*, 2021, vol. 245, p. 1–6.
- Peng L. Electric submersible pump broken shaft fault diagnosis based on principal component analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 191, pp. 107154.
- Peng L., Han G., Pagou A.L., Shu J. Detecting electric submersible pump failures. *Gulf Professional Publishing*, 2021, vol. 11, pp. 223–236.
- Palgrave R. *Troubleshooting centrifugal pumps and their systems*. Oxford, United Kingdom, Butterworth-Heinemann, 2019. 688 p.

14. Ivchenko G.I., Medvedev Y.I. *Matematicheskaya statistika* [Mathematical statistics]. Moscow, Librocom Publ., 2020. 352 p.
15. Frost J. *Regression analysis: an intuitive guide for using and interpreting linear models*. USA, State College, 2020. 355 p.
16. Stone J.V. *Linear regression: a tutorial introduction to the mathematics of regression analysis (tutorial introductions)*. London, United Kingdom, Sebtel Press, 2022. 126 p.
17. Hoffmann J.P. *Linear regression models*. London, United Kingdom, Chapman and Hall/CRC, 2021. 420 p.
18. Rhinehart R.R. *Nonlinear regression modeling for engineering applications: modeling, model validation, and enabling design of experiments*. New York, USA, Wiley-ASME Press, 2016. 374 p.
19. Crow E.L., Davis F.A., Maxfield M.W. *Statistics manual*. New York, USA, Dover Publications, 2011. pp. 320.
20. William N. *Statistics for engineers and scientists*. New York, USA, McGraw-Hill Higher Education, 2019. 937 p.
21. Pudova N.V., Nikitin V.V. Analiz znacheniy koeffitsiyenta rangovoy korrelyatsii Spirmena [Analysis of the values of Spearman's rank correlation coefficient]. *Economic Analysis: Theory and Practice*, 2004, no. 3 (18), pp. 52–56.
22. Kaesti E.Y., Helmy M.F., Yusrizal M.Z. Production optimization with ESP methods on high GOR wells. *AIP Conference Proceedings*, 2020, vol. 2245, pp. 030006.

Received: 1 August 2022.
Reviewed: 7 October 2022.

Information about the authors

Mikhail V. Rukin, senior lecturer, Nizhnevartovsk State University.

Veronika A. Molchanova, Cand. Sc., assistant professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Kamil R. Urazakov, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.