

УДК 621.3

В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн, Н.С. Васильева**МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПОГРУЖНЫХ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НЕФТЕДОБЫЧИ**

Самарский государственный технический университет

Статистика эксплуатации электротехнических комплексов нефтяных месторождений свидетельствует о высокой аварийности погружного электрооборудования (ПЭО), в особенности погружных электродвигателей (ПЭД). В связи с этим актуальными являются вопросы оценки и прогнозирования ресурса ПЭД. В статье рассмотрены ключевые свойства ПЭО нефтедобычи, характеризующие его надежность и долговечность. На основе анализа статистических материалов по отказам ПЭД и технической литературы выделены основные тенденции по повышению надежности ПЭД. Составлены дифференциальные уравнения, позволяющие определить продолжительность жизненного цикла ПЭД в зависимости от его технического уровня. С помощью уравнений проведены расчеты длительности жизненного цикла для условных групп ПЭД. На основе полученных результатов сделаны выводы о существенном износе парка ПЭД и низкой эффективности восстановительных ремонтов. Рассмотрены основные причины преждевременных отказов в работе электропогружных установок (ЭПУ) и сформулированы рекомендации по повышению надежности ЭПУ и ПЭД.

Ключевые слова: данные статистики отказов, надежность, наработка на отказ, оценка остаточного ресурса погружных электродвигателей, погружное электрооборудование, погружная нефтедобыча, показатели надежности, ресурс оборудования, электродвигатели.

1. Введение

Обеспечение экономически эффективной работы электротехнических комплексов нефтедобычи является реализацией положений Федерального закона «Об электроэнергетике». Это полностью относится к погружным электродвигателям (ПЭД), которые широко используются для откачки нефти из пласта, как на новых месторождениях, так и интенсивно эксплуатируемых длительное время. Ограничения по финансированию, сложившиеся в современных экономических условиях и недостатки организационно-финансовой системы управления в нефтяной отрасли привели к тому, что износ электропогружных установок (ЭПУ) и ПЭД достиг 70% и более [1, 2].

Это предопределяет необходимость разработки инновационных подходов к применению погружного электрооборудования (ПЭО) на всех этапах его жизненного цикла (ЖЦ) для сбалансированного решения при стратегическом выборе: замена старого ПЭО на новое или полномасштабный ремонт [3].

II. Постановка цели и задач исследования

Решение ключевых задач, связанных с комплексным обеспечением надежности ЭПУ и ПЭД на экономически обоснованном уровне производится с помощью современных методов и средств повышения надежности работы и совершенствования организации эксплуатации всей системы ПЭО [4].

Надежность, как комплекс технических и технологических характеристик электрических сетей и систем электроснабжения (ЭССЭ), характеризуют факторы: повреждаемость оборудования (поток отказов), продолжительность бесперебойной работы (наработка на отказ), длительность перерыва питания, ущерб от перерыва питания и другое. Повреждаемость определяется выходом из строя составляющих основного электрооборудования (ЭО) из-за нарушений регламентов эксплуатации, некачественного и несвоевременного технического обслуживания и ремонта (ТОиР), а также профилактики, некорректных и ошибочных действий обслуживающего персонала («человеческий фактор»), опасных внешних и внутренних физических воздействий [5].

В данной работе рассматриваются ключевые свойства погружного оборудования нефтедобычи, характеризующие его надежность и долговечность: срок его службы и ресурс. Данные показатели закладываются в оборудование на стадии его проектирования и изготовления и усовершенствуются или поддерживаются на заданном уровне при его эксплуатации [4, 6]. ЭПУ нефтедобычи, в том числе и ПЭД, при эксплуатации подвержены влиянию разнообразных факторов и воздействий, их эксплуатация сопряжена с резкопеременными режимами работы. Именно поэтому можно утверждать, что практика их эксплуатации является информативным показателем испытания оборудования на надежность [7]. Одним из ключевых факторов повышения надежности является увеличение ресурса оборудования. Например, ПЭД – наиболее ответственный и повреждаемый узел электропогружной установки (22,7 % отказов) [8]. Увеличение его ресурса приведет к уменьшению трудовых, эксплуатационных затрат и, как следствие, к достижению существенного экономического эффекта. Следует отметить, что отдельный интерес представляет вопрос прогнозирования ресурса отдельно взятого ПЭД.

В предыдущих исследованиях автором составлена и проанализирована актуальная база данных по технологическим нарушениям на ПЭО

нефтедобычи в Поволжском регионе за период с 2013 по 2017 г.г. и выполнено вероятностно-статистическое моделирование наработки на отказ ПЭД [8, 9]. Исследования, представленные в данной работе, являются логическим продолжением указанных работ. Для понимания процессов, явлений и принятых допущений целесообразно представить часть из них. Для удобства обработки статистического материала по отказам ПЭД произведена выборка и объединение всего парка ПЭД, охваченных статистикой отказов, в общие группы. Ключевым параметром при формировании групп служила мощность ПЭД. На первом рисунке представлена диаграмма отказов парка ПЭД по типоразмерам. Из данных рисунка 1 видно, что на ПЭД-32 и ПЭД-45 приходится наибольшее количество отказов. Данные типы двигателей наиболее распространены в структуре нефтедобычи Поволжья.

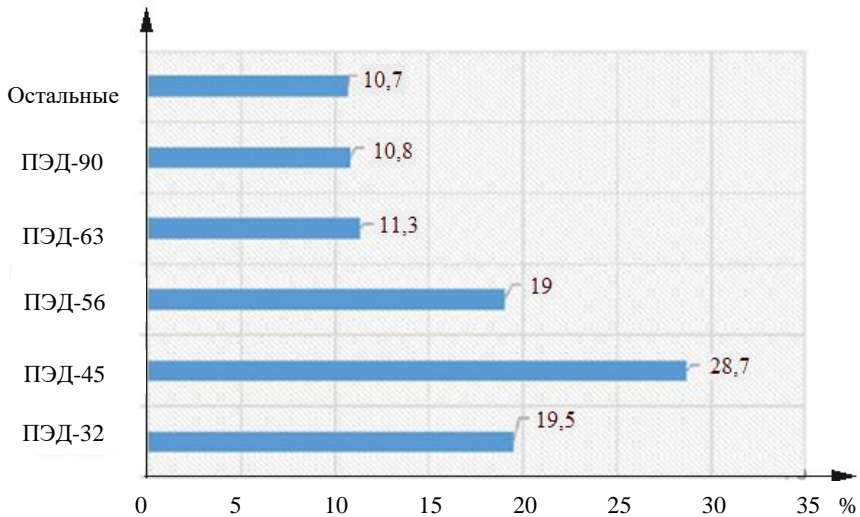


Рис. 1. Диаграмма отказов основных типоразмеров ПЭД (все значения в %)

III. Ресурс оборудования

Понятие «ресурс оборудования» имеет множество трактовок. Например, его определяют как остаточный эксплуатационный ресурс совокупности группы оборудования (условных групп ПЭД) – длительность эксплуатации, начиная от рассматриваемого момента времени до достижения оборудованием предельного состояния [10, 11]. Прогнозирование остаточного ресурса оборудования играет важную роль и служит одной из ключевых задач эксплуатации ЭПУ и ПЭД. Именно поэтому при формировании межремонтных периодов оборудования их необходимо опреде-

лять индивидуально для каждой установки в зависимости от технического состояния. Для каждой из условных групп ПЭД индивидуальный остаточный ресурс определен до следующего, текущего или капитального, ремонта [8]. При определении уровней остаточного ресурса ПЭД перед текущим и капитальными ремонтами использовался метод экспертных оценок, основанный на анализе литературных источников и опыте ведущих специалистов в нефтяной отрасли [4, 9, 10, 12, 13]. Остаточный ресурс ПЭД после проведения текущих и капитальных ремонтов определяется косвенным путем, как отношение наработки на отказ после ремонта к наработке на отказ нового ПЭД. На рисунке 2 показаны результаты для самых распространенных групп ПЭД: ПЭД-32 и ПЭД-45. По аналогии находятся индивидуальные сроки для других профилактических мероприятий. Кривые, построенные на рис. 2, наглядно иллюстрируют зависимость остаточного ресурса условной группы ПЭД с течением времени эксплуатации. На практике представленные зависимости находят значительное применение, так как позволяют информативно определить качество эксплуатации ПЭД, эффективно подойти к вопросу организации текущих и капитальных ремонтов и связанных с ними организационно – хозяйственными процессами (поставка запасных частей, оборудования и т.п.) [13, 14].

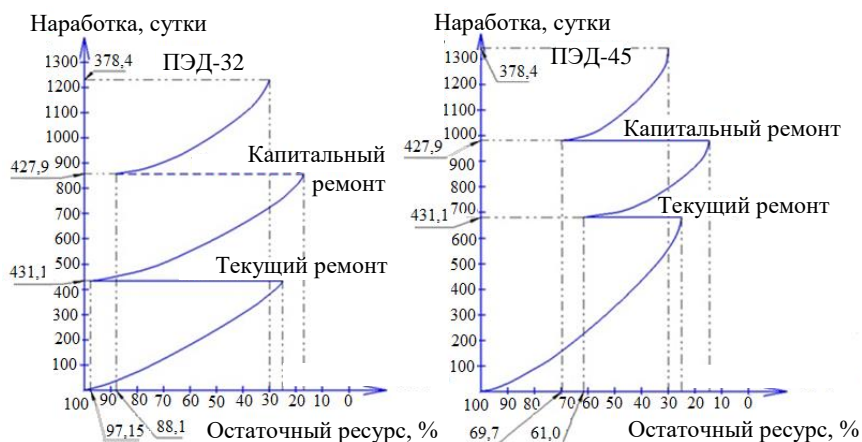


Рис. 2. Кривые оценки остаточного ресурса для условных групп ПЭД-32 и ПЭД-45

На следующем этапе работы предложена детерминистская схема решения задачи определения жизненного цикла ПЭД.

IV. Жизненный цикл

Основой для детерминистского подхода служит последующее изменение или модификация математической модели технической системы (в данном случае ЭПУ и ПЭД), используемой для нахождения интервала упреждения прогноза [12]. В основу этой модели положены ретроспективные данные.

Можно утверждать, что изменение длительности жизненного цикла или наработки на отказ ЭПУ и ПЭД – ΔT будет пропорционально абсолютному периоду T приращению показателя, определяющего технический уровень ΔQ и некоторой функции $F(Q)$, которая зависит от изменения технического уровня во времени t . Таким образом, можно записать выражение:

$$\Delta T = TF(Q) \cdot \Delta Q. \quad (1)$$

Можно утверждать, что любой элемент системы в процессе своего развития и совершенствования достигает предела [15]. Поэтому несложно заключить, что при достаточно большом времени t , приближающемся к длительности жизненного цикла T , значение функции $F(Q)$ стремится к 0 или другой постоянной величине. Исходя, из описанных рассуждений запишем:

$$\lim_{t \rightarrow T} F(Q) = 0. \quad (2)$$

Данному условию соответствует функция:

$$F(Q) = 1 - Q. \quad (3)$$

При значении $t \rightarrow T$ нормированное значение технического уровня будет стремиться к своему максимальному значению, равному единице.

Используя уравнение (1), выполнив в нем преобразование, а именно перейдя от приращений к дифференциалам, и применяя выражение, полученное в (3), получаем дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла элемента (в данном случае ПЭД) в зависимости от его технического уровня:

$$\frac{dT}{T} = (1 - Q)dQ. \quad (4)$$

Решение уравнения (4) имеет вид:

$$\ln T = Q - \frac{1}{2} \cdot Q^2 + \ln C. \quad (5)$$

Если принять допущение, что новый элемент системы (в данном случае ПЭД) изготавливается на уровне прототипа, то его жизненный цикл будет схож с жизненным циклом элемента – прототипа [3]. Постоянная C может быть найдена из условия $Q = Q_0$ при $T = T_0$, где Q_0 – показатель технического уровня прототипа, T_0 – показатель продолжительности жизненного цикла прототипа. В данном случае рассматривается среднее значение наработки на отказ для условных групп ПЭД за определенный период времени (2013-2017 годы) по данным статистики технологических нарушений предприятия АО «Самаранефтегаз».

Можно записать:

$$\ln C = \ln T_0 - Q_0 + \frac{1}{2} \cdot Q_0^2; \quad (6)$$

$$T = T_0 \cdot \exp \left[Q - 0,5 \cdot Q^2 + Q_0 \cdot (0,5 \cdot Q_0 - 1) \right] \quad (7)$$

Если нормирование показателя технического уровня произвести по отношению к значению Q , то последнее выражение примет вид:

$$T = T_0 \cdot \exp \left[0,5 + \frac{Q_0}{Q \cdot (0,5 \cdot Q_0 / Q - 1)} \right]. \quad (8)$$

Таким образом, получено дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла ПЭД в зависимости от его технического уровня.

Используя выражение, полученное в (8), выполним расчет длительности жизненного цикла ПЭД или, другими словами, определим величину индивидуального ресурса для условных групп ПЭД:

- для группы «ПЭД -32» значение $t = 188$ суток;
- для группы «ПЭД-45» значение $t = 161$ суток;
- для группы «ПЭД-56» значение $t = 39$ суток;
- для группы «ПЭД-63» значение $t = 67$ суток.

V. Отказы в работе

В директивных документах и регламентах нефтедобывающих компаний компании установлена предельно допустимая норма индивидуаль-

ного ресурса для погружных электродвигателей, которая составляет 180 суток [4, 7, 8]. ЭПУ, отработавшие менее 180 суток относят к категории оборудования с преждевременными отказами, то есть отказами, произошедшими на скважинах с наработкой с момента кнопочного пуска до 180 суток включительно. На основании произведенных расчетов несложно заметить, что установленным требованиям надежности соответствует лишь группа ПЭД-32. Группы ПЭД-45, ПЭД-56, ПЭД-63 являются низко надёжными, причем норма индивидуального ресурса ПЭД-56 более чем в пять раз ниже регламентированной (180 суток). В ходе анализа полученных данных выявлено, что для ПЭД-32 неэффективность ремонтов равна 23%, для ПЭД-56 – 51%, для 12% ПЭД-56 характерны преждевременные отказы [11, 12, 15]. Представленные факты свидетельствуют о существенном износе парка ПЭД и низкой эффективности восстановительных ремонтов. На рисунке 3 рассмотрены основные причины преждевременных отказов в работе ЭПУ. С целью повышения надежности ЭПУ и ПЭД, как составного элемента ЭПУ, следует минимизировать либо свести к нулю все факторы, снижающие надежность оборудования.



Рис. 3. Основные причины преждевременных отказов в работе ЭПУ и ПЭД

VI. Заключение

В заключение перечислим полученные результаты.

1. Используя накопленный опыт эксплуатации, статистический материал по отказам ЭПУ и ПЭД, обзор и анализ технической литературы, можно выделить основные тенденции по повышению надежности погружных электродвигателей:

- применение деталей и узлов ПЭД с равномерным (оптимальным) распределением нагрузок (тепловой, механической и электрической), применение композитных материалов, обладающих повышенной прочностью с улучшенными свойствами;
- защита от коррозии, применение коррозионностойких материалов, антикоррозийных покрытий в элементах конструкции ПЭД, использование ингибиторов коррозии и материалов с низкой электропроводностью;
- для ПЭД, как для электрических машин, насущной задачей является разработка изоляции для обмоточных проводов с улучшенными свойствами, способными выдерживать повышенные значения температур в совокупности с допустимыми перегрузками оборудования и компактными размерами. Кардинально инновационными изменениями в данном направлении считаю применение эффекта высокотемпературной сверхпроводимости. Это позволит получить совершенно новые свойства оборудования в комплексе с компактными размерами;
- инновационные изменения конструкции ПЭД: использование вентильного привода, повышение частоты вращения до 3000-6000 об/мин и номинального напряжения, схемные и параметрические изменения конструкций. Все они стратегически направлены на повышение энергоэффективности, энергосбережения и увеличения межремонтных промежутков.

2. Составлены кривые оценки остаточного ресурса и дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла ПЭД в зависимости от его технического уровня. Установлены максимально допустимые величины нормы индивидуального ресурса для ПЭД. Полученные значения свидетельствуют о низкой надежности ПЭД и относят их к категории оборудования с преждевременными отказами (наработка менее 180 суток). Результаты расчетов позволяют уточнить регламенты эксплуатации ПЭД, пересмотреть существующие подходы организации ТОиР и, как следствие, повысить эффективность функционирования оборудования скважины.

3. Принятие стратегического решения о продолжении дальнейшей эксплуатации работающих ЭПУ и ПЭД, модернизации или замене оборудования, должно производиться по результатам оценки состояния текущих ресурсов и технико-экономического сопоставления вариантов на основе статистической информации об аварийности.

© Романов В.С., 2018
© Гольдштейн В. Г., 2018
© Васильева Н.С., 2018

Библиографический список

- [1] Алекперов В.Ю., Кершенбаум В.Я. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. М.: Наука и техника, 1998. – 611 с.
- [2] Алиев И.М. Диагностирование работы нефтяных скважин, эксплуатируемых погружными центробежными насосами: автореф. дисс. канд. техн. наук, ВНИИ им. академика А. П. Крылова, Москва, 1988. – 25 с.
- [3] Бабаев С.Г., Габиров И.А., Меликов Р.Х. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования. Баку: АГНА, 2015. – 400 с.
- [4] Гирфанов А.А., Гольдштейн В.Г., Дадонов Д.Н. Анализ эксплуатационной надежности ЭПУ // Сборник докладов IX Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности ЭМС – 2006. СПб., 2006. С. 173-176.
- [5] Байков И.Р., Смородов Е.А., Десев В.Г. Анализ временных рядов как метод прогнозирования и диагностики в нефтедобыче // Нефтяное хозяйство. 2002. № 2. С. 71-74.
- [6] Замиховский Л.М., Калявин В.П. Техническая диагностика погружных электроустановок для добычи. Снятын: Прут Принт, 1999. – 234 с.
- [7] Мамедов О. Г. Научные основы повышения эксплуатационной надежности погружных электродвигателей: монография. Баку: изд-во «Эльм», 2010. – 183 с.
- [8] Романов В.С., Гольдштейн В.Г. Методы динамического совершенствования повышения энергоэффективности и надежности погружных электродвигателей нефтедобычи // Динамика систем, механизмов и машин. Динамика электротехнических комплексов и систем. 2017. Т. 5. № 3. С. 96-100.
- [9] Romanov V.S., Goldstein V.G. The dynamic improvement methods of energy efficiency and reliability of oil production submersible electric motors // Journal of Physics. IOP Conf. Series. 2018. vol. 944, № 012099.
- [10] Портнягин А.Л., Соловьев И.Г. Модель оценки остаточного ресурса погружного оборудования // Вестник кибернетики. 2002. № 1. С. 103-108.
- [11] Сушков В.В., Тимошкин В.В., Сухачев И.С., Сидоров С.В. Оценка остаточного ресурса изоляции погружного электродвигателя установок электрических центробежных насосов добычи нефти при воздействиях импульсных перенапряжений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 10. С. 74-80.
- [12] Brinner T., Bulmer R., Kellg J. Lighting protection for submergible oilwell pumps // 32-nd Annu. Petrol. and Chem. Ind. Conf., Houston, Tex, Sept. 9-11, 1985, New York, USA, 1985.
- [13] Sukhachev I.S., Gladkikh T.D., Sushkov V.V. An algorithm of the loss risk assessment in the oil production in case of electric submersible motor failure // IEEE Conf. 2016 Dynamics of Systems, «Mechanisms and Machines», 2016, Omsk, Russia, № 7819089.

- [14] Bauer H., Langer G. Modelle und Strategien für Prüfungen der elektromagnetischen Vertraglichkeit (EMV) // *Elektric*. 1988. № 11. Pp. 409-415.
- [15] Sushkov V.V., Martianov A.S. Specific of Ride Through Solutions for Electric Submersible Pumps with Adjustable Speed Drive // *Dynamics of Systems. Mechanisms and Machines (Dynamics)*, 2014, Omsk, Russia, № 7005681. Pp. 1-4.

V.S. Romanov, V.G. Goldshtein, N.S. Vasilieva

METHODOLOGY OF ESTIMATION AND FORECASTING OF RESIDUAL RESOURCE OF SUBMERSIBLE ELECTRIC MOTORS OF OIL PRODUCTION

Samara State Technical University,
Samara, Russia

Abstract. The statistics of electrical engineering complexes operation in oil fields indicates a high accident rate of submersible electrical equipment (SEE), especially submersible electric motors (SEM). In this regard, the issues of evaluation and forecasting of the resource of the SEM are relevant. The article discusses the key properties of SEE oil production, characterizing its reliability and durability. Based on the analysis of statistical data on the SEM failure and the technical literature, the main trends in improving the reliability of the SEM are highlighted. Differential equations have been compiled, which allows one to determine the duration of the SEM life cycle, depending on its technical level. Using the equations, calculations of the life cycle duration for conditional SEM groups have been performed. Conclusions were drawn about a substantial wear of the SEM fleet and a low efficiency of the restoration repairs on the basis of the obtained results. The main causes of premature failures in the operation of submersible electric units (SEU) have been considered and recommendations have been made to improve the reliability of SEU and SEM.

Keywords: evaluation of residual life of submersible motors, equipment life, failure statistics, submerged electrical equipment, submersible oil production, reliability, reliability indicators, submersible electric motors, time between failures.

References

- [1] V.Yu. Alekperov and V.Ya. Kershenbaum, Installation of submersible centrifugal pumps for oil production. Moscow: Science and Technology, 1998.
- [2] I.M. Aliev, Diagnostics of oil wells operated by submersible centrifugal pumps // *Cand. of Tech. S. thesis*, Russian Research Institute. Academician A.P. Krylov, Moscow, Russia, 1988.
- [3] S.G. Babaev, I.A. Gabibov and R.Kh. Melikov, Fundamentals of the reliability theory of oilfield equipment. Baku: AGNA, 2015.
- [4] A.A. Girfanov, V.G. Goldstein and D.N. Dadonov. Analysis of the operational reliability of the EPU // in proc. Collection. doc. IX Ross. scientific.-techn. conf. elec-

- tromagnetic compatibility of technical facilities and electromagnetic safety EMC-2006, St. Petersburg, Russia, pp. 173-176.
- [5] I.R. Baikov, E.A. Smorodov and V.G. Deyev. Time series analysis as a method of forecasting and diagnostics in oil production // Oil industry, vol. 2, pp. 71-74, 2002.
 - [6] L.M. Zamihovsky and V.P. Kalyavin, Technical diagnostics of submerged electrical installations for production. Snyatyn: Prut Print, 1999.
 - [7] O.G. Mamedov, Scientific basis for increasing the operational reliability of submersible electric motors: Monograph. Baku: publishing house «Elm», 2010.
 - [8] V.S. Romanov and V.G. Goldstein. Methods of dynamic improvement of energy efficiency and reliability of submersible electric motors of oil production // Smart Dynamics of systems, mechanisms and machines. Dynamics of electrotechnical complexes and systems, vol. 5. no. 3, pp. 96-100, 2017.
 - [9] V.S. Romanov and V.G. Goldstein. The dynamic improvement methods of energy efficiency and reliability of oil production submersible electric motors // Journal of Physics. IOP Conf. Series. vol. 944, no. 012099, 2018.
 - [10] A.L. Portnyagin and I.G. Solovyev. Estimation of the residual life of submerged equipment // Vestn. Cybernetics, vol. 1, pp. 103-108, 2002.
 - [11] V.V. Sushkov, V.V. Timoshkin, I.S. Sukhachev and S.V. Sidorov. Evaluation of the residual life of the submersible motor insulation of electric centrifugal oil pump installations under the influence of impulse overvoltages // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering georesources, T. 328. vol. 10, pp. 74-80, 2017.
 - [12] T. Brinner, R. Bulmer and J. Kellg. Lighting protection for submergible oilwell pumps // in proc. 32-nd Annu. Petrol. and Chem. Ind. Conf., Houston, Tex., Sept. 9 – 11, 1985, New York, USA.
 - [13] I.S. Sukhachev, T.D. Gladkikh and V.V. Sushkov. An algorithm of the loss risk assessment in the oil production in case of electric submersible motor failure // in proc. IEEE Conf. 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, 2016, Omsk, Russia. № 7819089.
 - [14] H. Bauer and G. Langer. Modelle und Stategien fur Prufungen der elektromagnetischen Vertraglichkeit (EMV) // Elektrik, vol. 11, pp. 409-415, 1988.
 - [15] V.V. Sushkov and A.S. Martianov. Specific of Ride Through Solutions for Electric Submerisable Pumps with Adjustable Speed Drive // Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, 2014, Omsk, Russia, № 7005681. Pp. 1-4.