

УДК 62-83:681.51

*А.Б. Петроченко, А.В. Ромодин, Б.В. Кавалеров*

## **К ВОПРОСУ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ИНФОРМАЦИОННОЙ ПОДДЕРЖКИ УПРАВЛЕНИЯ ЖИЗНЕННЫМ ЦИКЛОМ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

*A.B. Petrochenkov, A.V. Romodin, B.V. Kavalеров*

### **REGARDING IMPLEMENTATION OF INFORMATIONAL SUPPORT SYSTEM OF THE ELECTROTECHNICAL COMPLEXES OIL-PRODUCING ENTERPRISES LIFE CYCLE MANAGEMENT**

Рассмотрен опыт эксплуатации системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий (с экономической оценкой).

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ, ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ, ЦЕХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.

The experience of implementation of informational support system of the electrotechnical complexes oil-producing enterprises life cycle management have been considered (with economic estimation).

ELECTROTECHNICAL COMPLEX, LIFE CYCLE, ASSESSMENT, OIL AND GAS PRODUCTION' WORKSHOP.

Нефтедобывающая отрасль – ключевая для экономики России. С учетом того, что себестоимость добычи нефти в России весьма высока относительно большинства других нефтедобывающих стран и доля затрат на электроэнергию и обслуживание энергетического комплекса в этой себестоимости одна из самых значимых (достигает по разным оценкам от 30 до 50%), задача разработки программно-технических средств для повышения эффективности использования электротехнических комплексов (ЭТК) нефтедобывающих предприятий (НДП) является весьма важной [1].

Зарубежный опыт ведущих предприятий – производителей электротехнического и технологического оборудования для нефтяных компаний (ABB, Siemens, AREVA, Schneider Electric и др.) указывает на тесную взаимосвязь всех этапов жизненного цикла (ЖЦ) ЭТК – от проектирования и до изготовления; впоследствии от моделирования взаимодействия элементов ЭТК в энергетической системе (основные

программные средства – Matlab Simulink PowerSys, National Instruments LabView) до построения систем диспетчеризации и управления эксплуатацией ЭТК (ABB SCADAventure, Siemens WinCC, AREVA Network SCADA Exchange, Schneider Electric Vijeo Citect и др.) и экономического планирования, оценки рисков и управления проектами по эксплуатации целого нефтедобывающего предприятия (ведущее решение – Schlumberger Merak).

Становится очевидным, что задачи управления ЭТК НДП необходимо формулировать в новой постановке. Ключевым элементом при управлении эффективной эксплуатацией ЭТК НДП должна быть система информационной поддержки управления (СИПУ) ЖЦ ЭТК, которая представляет собой хранилище данных о техническом состоянии элементов электротехнических комплексов – так называемую базу данных интегрированной логистической поддержки (БД ИЛП) ЭТК (рис. 1).

При получении диагностической информа-

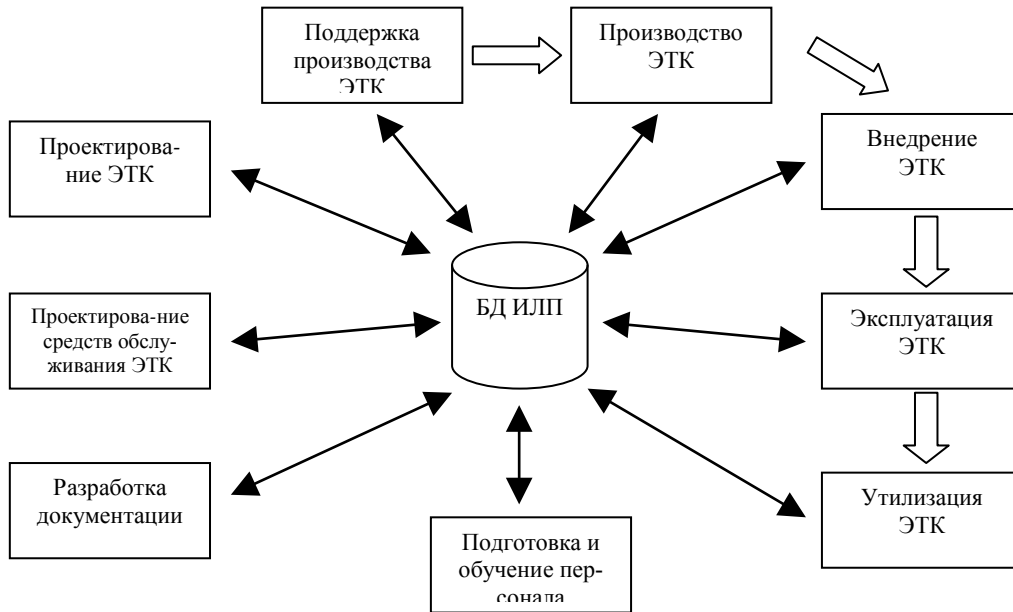


Рис. 1. Основные материальные и информационные потоки в системе ИЛП ЭТК НДП

ции о состоянии элементов ЭТК используется система комплексной диагностики: математической оценки риска, вероятностной оценки отказа и субъективной оценки состояния [2].

Математический аппарат такой системы информационной поддержки управления ЖЦ электротехнических комплексов ориентируется на решение следующего класса задач [2, 3]:

*организационных*, когда в качестве организационных мер по повышению эффективности тех или иных показателей ЖЦ электротехнических комплексов предполагается создание единой информационной системы о работоспособности ЭТК;

*конструктивных*, когда надежность эксплуатации ЭТК повышается за счет рационального выбора совокупности контрольных параметров, автоматизации контроля и индикация неисправностей и возможности оперативного анализа технического состояния электрооборудования в режиме on-line;

*эксплуатационных*, повышение квалификации обслуживающего персонала и обоснование объема и сроков проведения профилактических работ.

Алгоритм работы СИПУ ЖЦ ЭТК, реализованный в программной среде Delphi [4], представлен на рис. 2.

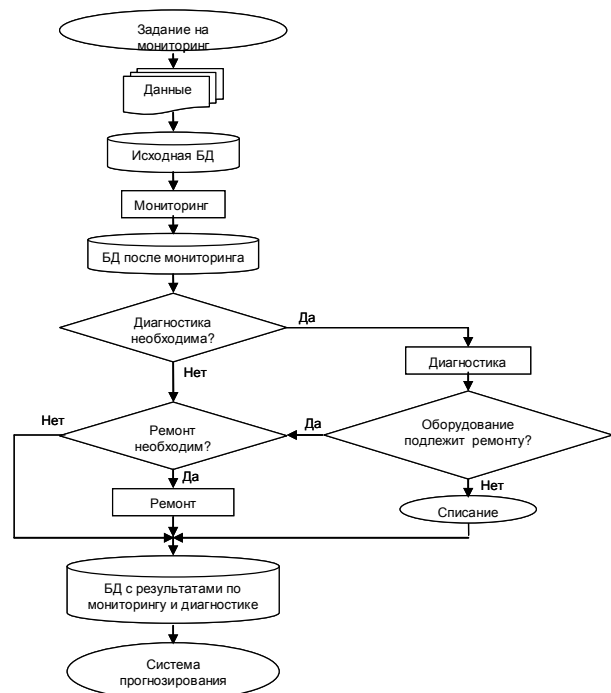


Рис. 2. Алгоритм работы системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнических комплексов

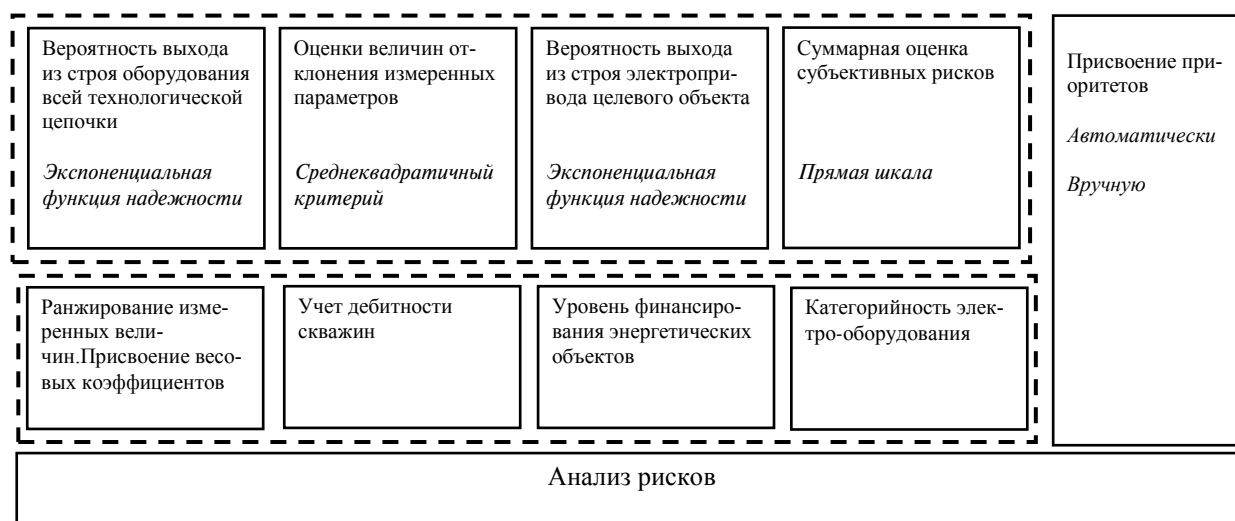


Рис. 3. Иллюстрация комплексного подхода к оценке состояния электротехнического оборудования нефтедобывающего предприятия

При управлении эффективной эксплуатацией ЭТК существует множество факторов, которые нужно учитывать. В состав факторов должны попадать те, которые выявлены в ходе эксплуатации на отраслевых предприятиях, и лишь те, которыми можно реально управлять или варьировать.

Ранжирование измеренных величин и присвоение весовых коэффициентов происходит в зависимости от уровня адекватности оценок. Для нефтедобывающих предприятий при этом учитываются такие основные факторы, как учет дебитности скважин; уровень финансирования энергетических объектов; категоричность ЭО.

В СИПУ ЖЦ ЭТК должен быть предусмотрен учет и других критериев, необходимых лицу, принимающему решение. Присвоение приоритетов может производиться как автоматически, так и вручную.

Вообще, рассматривая проблему использования информации о техническом состоянии электротехнического оборудования для принятия решений по ремонтным воздействиям, целесообразно выделить следующие уровни адекватности оценок [3, 5].

Первый уровень – идентификация технического состояния по показателям надежности, т. е. по параметру потока отказов или интенсивности восстановлений.

Второй уровень – идентификация технического состояния по вероятностным характеристикам дефектов и повреждений, выявленных в определенные моменты времени.

Третий уровень – идентификация состояния по непрерывно контролируемым технологическим параметрам, характеризующим техническое состояние элементов оборудования.

Предлагается комплексный подход к оценке технического состояния электротехнического оборудования, рисков его простоя и, соответственно, рисков недоотпуска технологической продукции (рис. 3).

Будем считать, что риск – это безразмерная величина, равная весовому среднеквадратическому отклонению значений упорядоченного набора изменяющихся во времени параметров оборудования. Анализ и оценка рисков, измерение уровня риска проводится по известной методике Туккеля И.Л. [6].

Комплексная функция надежности может быть составлена, например, из следующих компонент (исходя из соответствующего уровня информации) [7]:

Вероятностная оценка отказов (применяется в основном для линий электропередачи (ЛЭП) в силу специфики протяженности и территориальной распределенности объекта):

$$F(x) = P(l < x), \quad (1)$$

где  $l$  – текущее значение эксплуатационной характеристики ЛЭП (безразмерная величина, учитывающая прочность проводов, временной фактор, эксплуатационные условия и т. д.).

Значение для  $l$  выбирается из следующего условия:

$$l = \min\{l_1, l_2, \dots, l_n\}, \quad (2)$$

где  $n$  – количество звеньев, из которых состоит линия.

При выборе экспоненциального закона вероятности:

$$F(x) = \begin{cases} 1 - e^{-\alpha n(x-l)} \\ 0, x \leq l \end{cases}, \quad (3)$$

где  $\alpha$  – параметр настройки, равный значению функции отклика той линии, эксплуатационная характеристика которой минимальна.

Экспертная оценка состояния оборудования (применяется для электродвигателей). Каждому параметру эксперт на основании интуиции и опыта ставит оценку от нуля до единицы и его вес. Таким образом, для  $n$  параметров получаем оценки  $w_1 \dots w_n$  и заданные веса  $v_i$  для параметров. Общая оценка состояния вычисляется по формуле

$$S_v = \sum_{i=1}^n v_i \cdot (1 - w_i), \quad (4)$$

На основании известного подхода проведения дробного факторного эксперимента для различных видов оборудования формируются функции отклика вида [8]:

$$\begin{aligned} Y &= b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + b_3 \cdot x_3 \\ &+ b_4 \cdot x_4 + b_5 \cdot x_5 + b_6 \cdot x_6 + \dots, \quad (5) \\ &= b_0 + \sum_{i=1}^m b_i \cdot x_i \end{aligned}$$

где коэффициенты регрессии для матрицы планирования находятся по следующим формулам:

$$\begin{aligned} b_j &= \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n x_j y_k; \\ b_{ij} &= \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n x_i x_j y_k; \\ b_{ijs} &= \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n x_i x_j x_s y_k \end{aligned} \quad (6)$$

Дробный факторный эксперимент даёт возможность численно оценить степень влияния каждого фактора  $x$  на исследуемый выходной параметр  $y$ . Каждой цели  $O_i$  присваивается вес  $v_i$ . Для каждого варианта или стратегии решений  $S_k$  необходимо дать оценку его эффективности по отношению к каждой цели. Оценка  $e_{ki}$  должна отражать степень достижения цели  $O_i$  при осуществлении варианта  $k$  и даётся в интервале от нуля до единицы.

Оценка общей эффективности вычисляется по формуле

$$B_k = \sum_{i=1}^n e_{ki} \cdot v_i \quad (7)$$

В качестве оптимального варианта принимается тот, у которого оценка общей эффективности максимальна.

Система позволяет настраивать отчетные формы в удобном для пользователя виде, а также экспортировать их в любые офисные приложения для работы с документами. Примеры экранных форм приведены на рис. 4.

Система также позволяет формировать зависимость уровня технического состояния от уровня финансирования с прогнозированием возникающих рисков недобора нефти, например, как это показано в табл. 1.

В рамках проекта по внедрению системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнических комплексов на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в 2003-2006 годах проводилось сравнение затрат на поддержание заданного технического состояния 643 штук комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ цеха добычи нефти и газа ЦДНГ-10 по существующей системе плано-предупредительного ремонта (ППР) и апробируемой системы обеспечения по техническому состоянию (СОТС).

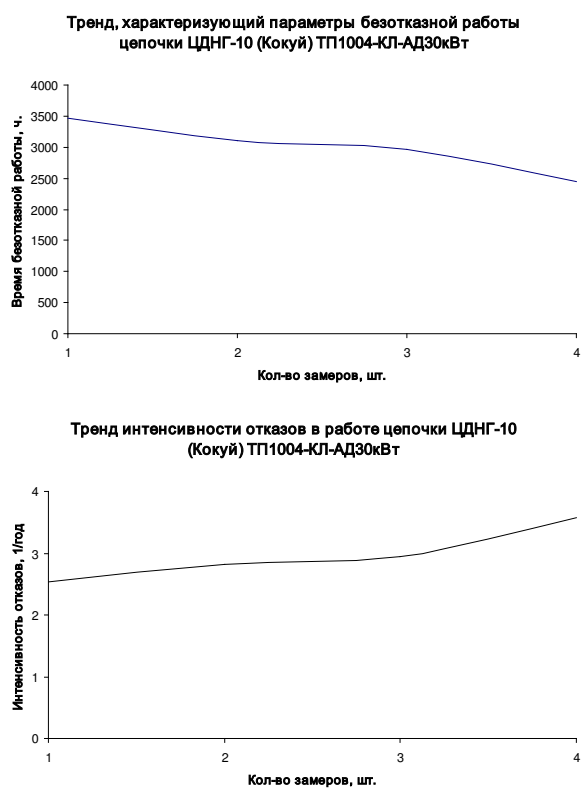


Рис. 4. Примеры экранных форм системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования

За основу сравнения взяты затраты по системе ППР за один цикл в четыре года и такой же четырёхлетний цикл по СОТС.

По системе ППР за четыре года проводится семь видов технического обслуживания и один вид технического ремонта на одной комплектной трансформаторной подстанции.

По системе СОТС в первый год обслуживания проводится два мероприятия по мониторингу и оценке технического состояния и далее по одному мероприятию каждый год – итого пять раз за четыре года.

Общие затраты на проведение работ по системе ППР за четыре года (2003 – 2006) составили 18 899 686 руб.

Общие затраты на проведение мероприятий по мониторингу и оценке технического состояния за четыре года составили 8 827 586 руб.

Статистический анализ показал, что по результатам мероприятий по мониторингу и оценке технического состояния в среднем про-

водится техническое обслуживание 10 % от общего количества комплектных трансформаторных подстанций и технический ремонт 10 % от общего количества подстанций. Затраты на устранение дефектов по результатам мероприятий по мониторингу и оценке технического состояния за четыре года составили 7 021 136 руб.

Т а б л и ц а 1

**Риски простоя технологической цепочки**

Место-рождение	Цепочка нефтепромысла	Номер скважины	Вероятность времени простоя, ч	Дебит скважины, т/сут
Чураки	Трансформатор №1 пс «Чураки» 35/6 – Фидер №19 – ТП-1901 – АД	112	12	3,2
	Трансформатор №1 пс «Чураки» 35/6 – Фидер №19 – ТП-1904 – АД	64	17	4,8
	Трансформатор №1 пс «Чураки» 35/6 – Фидер №19 – ТП-1906 – АД	10	12	39
	Трансформатор №1 пс «Чураки» 35/6 – Фидер №19 – ТП-1906 – АД	30	20	11,3
	Трансформатор №1 пс «Чураки» 35/6 – Фидер №19 – ТП-1910 – АД	76	16	52

Суммарные затраты на проведение работ по СОТС за четыре года составили 15 848 722 руб., что на 3 050 964 руб. меньше, чем затраты на проведение работ по системе ППР.

В результате сравнения затрат при разных системах обслуживания СОТС на 16 % дешевле системы ППР.

Следует отметить, что при этом не учитывались такие существенные факторы, как:

сокращение времени простоев технологического оборудования по СОТС по сравнению с системой ППР;

сокращение числа отказов и аварий, вызванных снижением технического состояния электротехнического оборудования в связи с особенностями системы ППР.

Также необходимо учитывать то, что при проведении мероприятий по мониторингу не

требуется отключать электрооборудование, соответственно, нет «потерь» нефти.

При проведении мероприятий по мониторингу и оценке технического состояния выявляются «скрытые» дефекты электроустановок, которые при проведении работ по графику ППР не выявить [9]. Устранение этих дефектов с минимальными затратами предотвращает возможные аварии и тем самым исключает непредвиденные затраты и простои.

Экономический эффект достигается в том числе и за счет снижения «стоимости» простоя электротехнического и технологического оборудования. Например, в работах В.Д. Шлимовича [10] отмечается, что за счет анализа аварийных ситуаций «стоимость» простоя для предприятий нефтегазовой отрасли снижается, как минимум, в 2,2 раза. Математическое ожидание условных удельных ущербов от перерывов электроснабжения представлено в табл. 2 (в ценах 1984).

Зарубежный опыт оценки эксплуатации ЭТК также ориентирован на учет фактических или ожидаемых убытков. Например, удельные ущербы крупных промышленных потребителей в США приведены в табл. 3.

Указанные значения удельных ущербов являются достаточно серьезными, учитывая, например, что суммарная мощность электроприводов насосов системы подготовки и перекачки нефти цеха добычи нефти и газа составляет около 3000 кВт, установленная мощность электродвигателей насосов системы поддержания пластового давления составляет около 4000 кВт.

Так, по грубой «прикидочной» оценке час простоя всей технологической цепочки системы поддержания пластового давления одного цеха добычи нефти и газа из-за ненадежной работы электротехнического комплекса «обойдется» предприятию в 4000 (кВт-ч)  $\times$  2,31(долл./кВт-ч) = 9 240 долл. Простой всей цепочки, конечно, маловероятен, но, тем не менее, цифры весьма показательны.

В результате проведенных исследований [7] сформированы приближающие функции для основного электротехнического оборудования НДП (для уровня надёжности  $x = 0,9$  в качестве прогнозирующих функций для электродвигателей переменного тока выбрана логарифмиче-

ская функция, для трансформаторных подстанций – линейная функция, для линий электропередачи – гиперболическая функция).

Т а б л и ц а 2

**Математическое ожидание условных удельных ущербов от перерывов электроснабжения в нефтегазовой отрасли, руб. / (кВт-ч)**

Отрасли промышленности и производства	Виды ограничений потребителей			
	внезапные с длительностью		с предупреждением	
	до 3 ч	свыше 3 ч	в течение суток	за сутки и более
Добыча нефти	3,04	1,45	0,645	0,293
Переработка нефти	25,70	8,84	1,940	0,510

Т а б л и ц а 3

**Удельные ущербы крупных промышленных потребителей, долл. / (кВт-ч)**

Наименование ущерба	Стоимость ущерба
Увеличение стоимости производства	1,76 (0,42)
Снижение объема сбыта	0,05 (0,03)
Суммарный удельный ущерб	2,31 (0,58)

В заключение необходимо также отметить качественный эффект внедрения системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнических комплексов НДП, который заключается в следующем:

создана локальная самоконтролируемая и самовосстанавливающаяся энергетическая система;

снижены потери электроэнергии;

снижены риски принятия неправильных решений;

снижены затраты на обслуживание и оптимизацию численности технического персонала;

снижены воздействия на окружающую среду;

более качественно осуществляется подготовка и переподготовка персонала.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Petrochenkov A.B.** Regarding Life-Cycle Management of Electrotechnical Complexes in Oil Production. Russian Electrical Engineering, 2012, vol. 83, No.11., P. 621-627, available at: <http://link.springer.com/content/pdf/10.3103%2FS10683712121100>.
2. **Petrochenkov A.B., Romodin A.V.** Energy - optimizer complex. Russian Electrical Engineering, 2010, vol. 81, no. 6, P. 323-327, available at: <http://link.springer.com/content/pdf/10.3103%2FS106837121006009X>
3. **Петроченков А.Б.** Управление электротехническими комплексами на основных этапах жизненного цикла [Текст] / А.Б. Петроченков // Научно – технические ведомости СПбГПУ. – 2011. – № 3 (121). – с.219 - 224.
4. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2007611452 РФ. Программа «Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» // Гладков В.К., Чекменев В.А., Зубарев С.Ю., Петроченков А.Б., Ромодин А.В., Будзило Р.В. / Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ. – Заяв. 12.02.2007; № 2007610466; Оpubл. 06.04.2007. РОСПАТЕНТ.
5. **Петроченков А.Б.** Задачи анализа при расчете надежности и планировании электрических режимов систем электроснабжения [Текст] / А.Б. Петроченков // Информационные управляющие системы: Сб. научн. тр. / Перм. гос. техн. ун - т. – Пермь, 2003. с. 278 - 285.
6. **Туккель И.Л.** Управление инновационными проектами [Учебник] / И.Л. Туккель, А.В. Сурина, Н.Б. Культин / Под ред. И.Л. Туккеля. – СПб.: БХВ-Петербург, 2011.
7. **Петроченков А.Б.** О подходах к оценке технического состояния электротехнических комплексов и систем [Текст] / А.Б. Петроченков // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2012. – № 12. – с.16-21.
8. **Бочкарев С.В.** Интегрированная логистическая поддержка эксплуатации электротехнических изделий [Учеб. пособие] / С.В. Бочкарев, А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. – 398 с.
9. **Хакимьянов М.И.** Сравнительный анализ возможностей отечественных и импортных систем автоматизации скважин, эксплуатируемых ШГН [Текст] / М.И. Хакимьянов, С.В. Светлакова, Б.В. Гузеев, Я.Ю. Соловьев, И.В. Музалев // Электронный журнал «Нефтегазовое дело», 2008. [http://www.ogbus.ru/authors/Hakimyanov/Hakimyanov\\_4.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Hakimyanov/Hakimyanov_4.pdf). 22 с.
10. **Шлимович В.Д.** Надежность электроэнергетических систем [Текст] / В.Д. Шлимович // Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация. М.: ВИНТИ, 1984. Т. 2.

## REFERENCES

1. **Petrochenkov A.B.** Regarding Life-Cycle Management of Electrotechnical Complexes in Oil Production. Russian Electrical Engineering, 2012, vol. 83, No.11., P. 621-627, available at: <http://link.springer.com/content/pdf/10.3103%2FS10683712121100>
2. **Petrochenkov A.B., Romodin A.V.** Energy - optimizer complex. Russian Electrical Engineering, 2010, Vol. 81, № 6, P. 323-327, available at: <http://link.springer.com/content/pdf/10.3103%2FS106837121006009X>.
3. **Petrochenkov A.B.** Management of electrotechnical complexes at the basic stages of life cycle St. Petersburg State Polytechnical University Journal, 2011, no. 3(121), P. 219 - 224.
4. **Gladkov V.K., Chekmenev V.A., Zubarev S.Yu., Petrochenkov A.B., Romodin A.V., Budzilo R.V.** Program «Sistema informatsionnoi podderzhki upravleniya zhiznennym tsiklom elektrotekhnicheskogo oborudovaniya ООО «LUKOIL - Perm». Patent RF № 2007611452, 2007, Rospatent.
5. **Petrochenkov A.B.** Zadachi analiza pri raschete nadezhnosti i planirovaniy elektricheskikh rezhimov sistem elektrosnabzheniia [Analysis problem in the calculation of reliability and planning of electric modes of power supply systems]. Informatsionnye upravliaiushchie system: sbornik nauchnykh trudov [Information management systems: collection of scientific works]. Perm, PSTU Publ., 2003, P. 278-285.
6. **Tukkel I.L., Surina A.V., Kultin N.B.** Upravleniye innovatsionnymi proektami. St.-Petersburg, BHV, 2011.
7. **Petrochenkov A.B.** On approaches to assess the technical state of electrical engineering complexes and systems. Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Mashinostroenie, 2012, vol. 12, P.16-21.
8. **Bochkarev S.V., Petrochenkov A.B., Romodin A.V.** Integrirovannaya logisticheskaya podderzhka ekspluatatsii elektrotekhnicheskikh izdelii. Perm, PSTU Publ., 2009, p.398.
9. **Khakim'yanov M.I., Svetlakova S.V., Guzeev B.V., Soloviev Ya.Yu., Muzaliev I.V.** Sravnitel'nyi analiz vozmozhnostei otechestvennykh i



importnykh system avtomatizatsii skvazhin, ekspluatiruemykh SHGN. «Neftegazovoye delo» On - line journal, 2008, [http://www.ogbus.ru/authors/Hakimyanov/Hakimyanov\\_4.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Hakimyanov/Hakimyanov_4.pdf). p.22.

10. **Shlimovich V.D.** Nadezhnost elektroenergeticheskikh system. Itogi nauki I tekhniki. Energeticheskiye sistemy i ikh avtomatizatsiya. Moscow, VINITI, 1984, vol.2.

### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ/AUTHORS

**ПЕТРОЧЕНКОВ Антон Борисович** – заведующий кафедрой микропроцессорных средств автоматизации, кандидат технических наук, доцент; Пермский национальный исследовательский политехнический университет; 614990, Комсомольский пр., 29, Пермь, Россия; e-mail: [pab@msa.pstu.ac.ru](mailto:pab@msa.pstu.ac.ru)

**PETROCHENKOV Anton B.** – Perm National Research Polytechnic University; 614990, Komsomolskii pr., 29, Perm, Russia; e-mail: [pab@msa.pstu.ac.ru](mailto:pab@msa.pstu.ac.ru)

**РОМОДИН Александр Вячеславович** – доцент кафедры микропроцессорных средств автоматизации, кандидат технических наук; Пермский национальный исследовательский политехнический университет; 614990, Комсомольский пр., 29, Пермь, Россия; e-mail: [romodin@msa.pstu.ac.ru](mailto:romodin@msa.pstu.ac.ru)

**ROMODIN Aleksander V.** – Perm National Research Polytechnic University; 614990, Komsomolskii pr., 29, Perm, Russia; e-mail: [romodin@msa.pstu.ac.ru](mailto:romodin@msa.pstu.ac.ru)

**КАВАЛЕРОВ Борис Владимирович** – заведующий кафедрой электротехники и электромеханики, доктор технических наук, доцент; Пермский национальный исследовательский политехнический университет; 614990, Комсомольский пр., 29, Пермь, Россия; e-mail: [kbv@pstu.ru](mailto:kbv@pstu.ru)

**KAVALEROV Boris V.** – Perm National Research Polytechnic University; 614990, Komsomolskii pr., 29, Perm, Russia; e-mail: [kbv@pstu.ru](mailto:kbv@pstu.ru)