

УДК 622.691.4.053:620.197.3:681.518.5

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ
ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО
ГАЗОПРОВОДА**

**AUTOMATED CONTROL OF THE STATE GAS PIPELINE
CORROSION PROTECTION**

Ягубов З.Х., Рочев В.В.,

ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»,
г. Ухта, Российская Федерация

Z.H. Yagubov, V.V. Rochev,

FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”, Ukhta,
the Russian Federation

e-mail: zyangubov@ugtu.net

Аннотация. Защита трубопроводов от внутренней и внешней коррозии – одна из важнейших задач, которую ставят перед собой организации, эксплуатирующие данные сети. При грамотной и надежной защите от коррозии подземных и надземных трубопроводов сокращаются затраты на их ремонт или полную замену, что дает огромный экономический эффект.

Существующие методы контроля состояния противокоррозионной защиты имеют серьезные недостатки, главный из которых заключается в том, что из-за большого интервала времени между посещениями станций защиты персоналом имеет место запаздывание в обнаружении нарушений в их работе, что способствует возникновению опасности отказов и аварий. В статье приводится решение данной проблемы, а именно, представлен метод автоматизированного контроля состояния противокоррозионной защиты магистрального газопровода. Для этого создана локальная

подсистема многофункциональной информационно-измерительной системы (ИИС) газотранспортного предприятия (ГТП), которая состоит из трех частей, обменивающихся информацией между собой, и позволяет по средствам радиоканала контролировать работу всей системы непосредственно с диспетчерского пункта.

Для надежной и бесперебойной работы информационно-измерительная система должна выполнять последовательность определенных действий. Именно для этого разработан алгоритм автоматизированного контроля состояния противокоррозионной защиты магистрального газопровода, при помощи которого мы сможем опрашивать контролируемые пункты станции катодной защиты, управлять ими, определять их работоспособность. Блок-схема и описание алгоритма представлены в статье.

Abstract. Protection of pipelines from internal and external corrosion - one of the biggest challenges pursued by the organizations operating these networks. With proper and reliable protection against corrosion of underground and aboveground piping reduced the cost of their repair or complete replacement, which gives a huge economic impact.

Existing methods for condition monitoring of corrosion protection have serious drawbacks, chief of which is that due to the large time interval between visits protection stations staff holds the delay in the detection of irregularities in their work, which contributes to the danger of failures and accidents. The article provides a solution to this problem, namely, we present a method of automated control state gas pipeline corrosion protection. For this purpose, a local subsystem multifunctional information-measuring system (IMS) gas transportation enterprises (GTE), which consists of three parts, exchanging information with each other and allows for Drugs radio control operation of the system directly from the control center.

For reliable and trouble-free operation, information-measuring system must perform a sequence of specific actions. It is for this algorithm is developed

automated condition monitoring of corrosion protection gas pipeline, through which we can interrogate items controlled cathodic protection station, manage, to determine their performance. The block diagram and description of the algorithm presented in the paper.

Ключевые слова: газ, информационно-измерительная система, защита газопровода, коррозия, алгоритм автоматизированного контроля.

Key words: gas, information-measuring system, protection gas pipeline, corrosion, algorithm is developed automated condition monitoring.

Коррозионное разрушение трубопроводов является основной причиной аварий на магистральных газопроводах. Огромное влияние на протекание коррозионных процессов оказывает электрохимическая защита трубопроводов, которая при нормальной работе сдерживает коррозионное разрушение, а при неудовлетворительной работе – способствует ускорению коррозии.

Электрохимическую защиту осуществляют станции катодной защиты (СКЗ), сооружаемые на трассе газопровода. Защита трубопровода обеспечивается поддержанием на трубопроводе необходимого защитного потенциала [1].

Однако существующие методы контроля функционирования СКЗ имеют серьезные недостатки:

- из-за большого интервала времени между посещениями СКЗ персоналом имеет место значительное запаздывание в обнаружении нарушений в их работе, что способствует развитию процессов коррозионного разрушения газопровода и создает реальную опасность отказов и аварий;
- сбор информации с удаленных объектов сопряжен с большими материальными затратами;

- считывание информации, ее обработка и анализ делаются людьми, а, следовательно, низка достоверность данных, а оценки являются субъективными.

Локальная подсистема [2], предназначенная для контроля за работой станций катодной защиты, состоит из трех частей, обменивающихся информацией друг с другом.

Первая часть – это аппаратура, расположенная на станциях катодной защиты - контролируемый пункт СКЗ (КП СКЗ ИИС). В ее состав входят средства измерения параметров и преобразования сигналов, заключающиеся в измерении величин U , I , E , унификации измерительных сигналов, их аналого-цифровом преобразовании, кодировании измерительных сигналов и в их передаче в канал связи.

КП СКЗ содержит измерительное устройство, аналого-цифровой преобразователь, кодирующее устройство, радиостанцию.

На СКЗ имеется сетевое электропитание, но отсутствуют устройства передачи измерительной информации.

В принципе измерительная информация с СКЗ может передаваться следующими способами:

- прокладкой проводной линии связи вдоль трассы газопровода;
- организацией высокочастотного телемеханического канала на ЛЭП;
- использованием трубопровода в качестве линии связи;
- применением радиоканала.

Прокладка воздушной или кабельной проводной линии связи сопряжена с чрезмерными затратами и поэтому не осуществляется по экономическим соображениям. По этой же причине не организуются каналы связи по ЛЭП.

Попытки использовать подземные трубопроводы в качестве линий связи предпринимались неоднократно, как в газовой, так и в нефтедобывающей промышленности. Электрические параметры трубопровода, как линии связи, существенно зависят от состояния

изоляционного покрытия и удельного сопротивления грунта. На такой линии связи передаваемый сигнал существенно искажается из-за высокого уровня помех [3].

Анализ показывает, что по экономическим и инженерно-техническим соображениям наиболее эффективным для передачи измерительных сигналов СКЗ является радиоканал.

Аппаратура ИИС на СКЗ агрегатирована в единый комплекс, образующий контролируемый пункт (КП СКЗ).

Вторая часть подсистемы – пункт сбора информации (ПСИ). ПСИ является промежуточным звеном между КП СКЗ и диспетчерским пунктом (ДП). ПСИ организует сбор информации от контролируемых пунктов СКЗ своей зоны и осуществляет проверку на отсутствие ошибок в сигналах, то есть предназначен для приема сигналов из канала связи КП СКЗ → ПСИ и ретрансляции сигналов в канал ПСИ → Центральные устройства ИИС, а также в приеме сигналов из центральных устройств ИИС и в передаче их в соответствующий КП СКЗ.

Пункт сбора информации ПСИ содержит следующие устройства: радиостанцию, блок обработки информации, блок сопряжения с каналом связи в виде модулятора-демодулятора.

В диспетчерском пункте, который является третьей частью подсистемы, размещены модулятор-демодулятор, интерфейс, ЭВМ ИИС, монитор, принтер, клавиатура. ЭВМ является центральным устройством ИС.

Разработанный алгоритм опроса КП СКЗ приведен на рисунке 1.

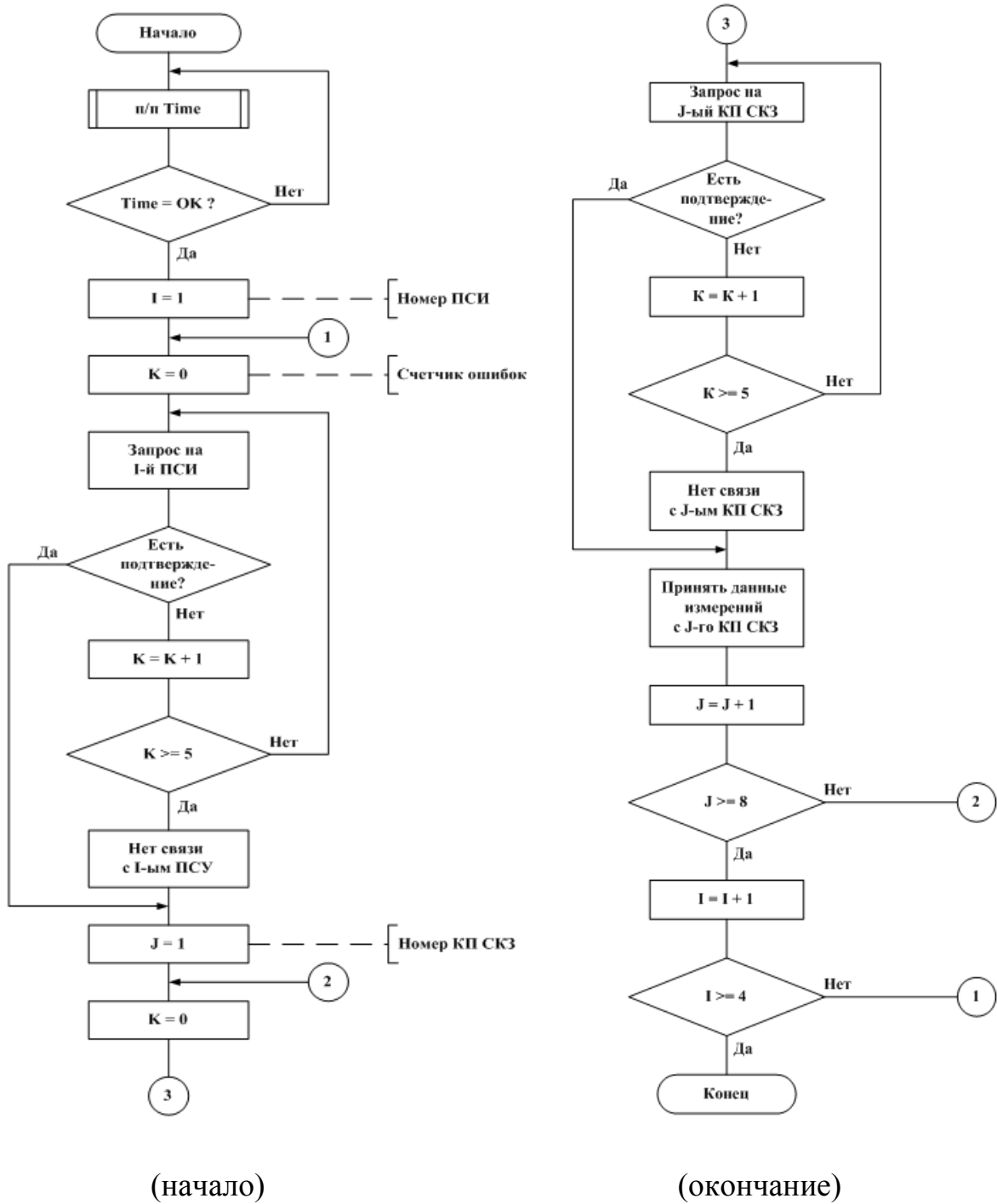


Рисунок 1. Алгоритм опроса контролируемых пунктов СКЗ

Реализация алгоритма осуществляется Центральными устройствами ИИС.

Использованы следующие обозначения. Номер ПСИ обозначен буквой i ($i = 1, 2, 3, 4$). Номер КП СКЗ в зоне данного ПСИ обозначен буквой j ($j = 1, 2, \dots, 8$).

Через заданное время Δt ($\Delta t = Const$), т.е. в определенный момент времени алгоритм инициирует начало опроса КП СКЗ.

Сигнал запроса посылается на первый ПСИ ($i = 1$). Если из ПСИ в Центральное устройство ИИС ответ на посланный запрос не поступил, то запрос повторяется еще четыре раза ($K = 5$). Если ответа так и нет, то ПЭВМ ИИС фиксирует отсутствие связи с первым ПСИ.

Запрос на ПСИ содержит номер опрашиваемого КП СКЗ ($j = 1, 2$, и т.д.). Начинается опрос в начале первого КП СКЗ. Если ответ из запрашиваемого КП СКЗ на данный ПСИ не поступил, то запрос повторяется еще четыре раза ($K = 5$). Если из запрашиваемого КП СКЗ ответ так и не поступил, то фиксируется отсутствие связи с этим КП СКЗ.

В ответ на запросы КП направляет на ПСИ сигнал, содержащий информацию о значениях силы защитного тока, выпрямленного напряжения на клеммах СКЗ и поляризованного потенциала. ПСИ ретранслирует сигнал и он, в конечном счете, поступает в Центральное устройство ИИС.

В соответствии с алгоритмом опроса (рисунок 1) из Центрального устройства ИИС идет запрос на второй КП ($j = 2$) все того же первого ПСИ ($i = 1$). После сбора данных со всех КП первого ПСИ ($j = 8$) алгоритм переходит к посылке запросов на КП ($j = 1, 2, \dots, 8$) второго ПСИ ($i = 2$) и т.д.

Рассмотрим алгоритм работы аппаратуры КП СКЗ (рисунок 2).

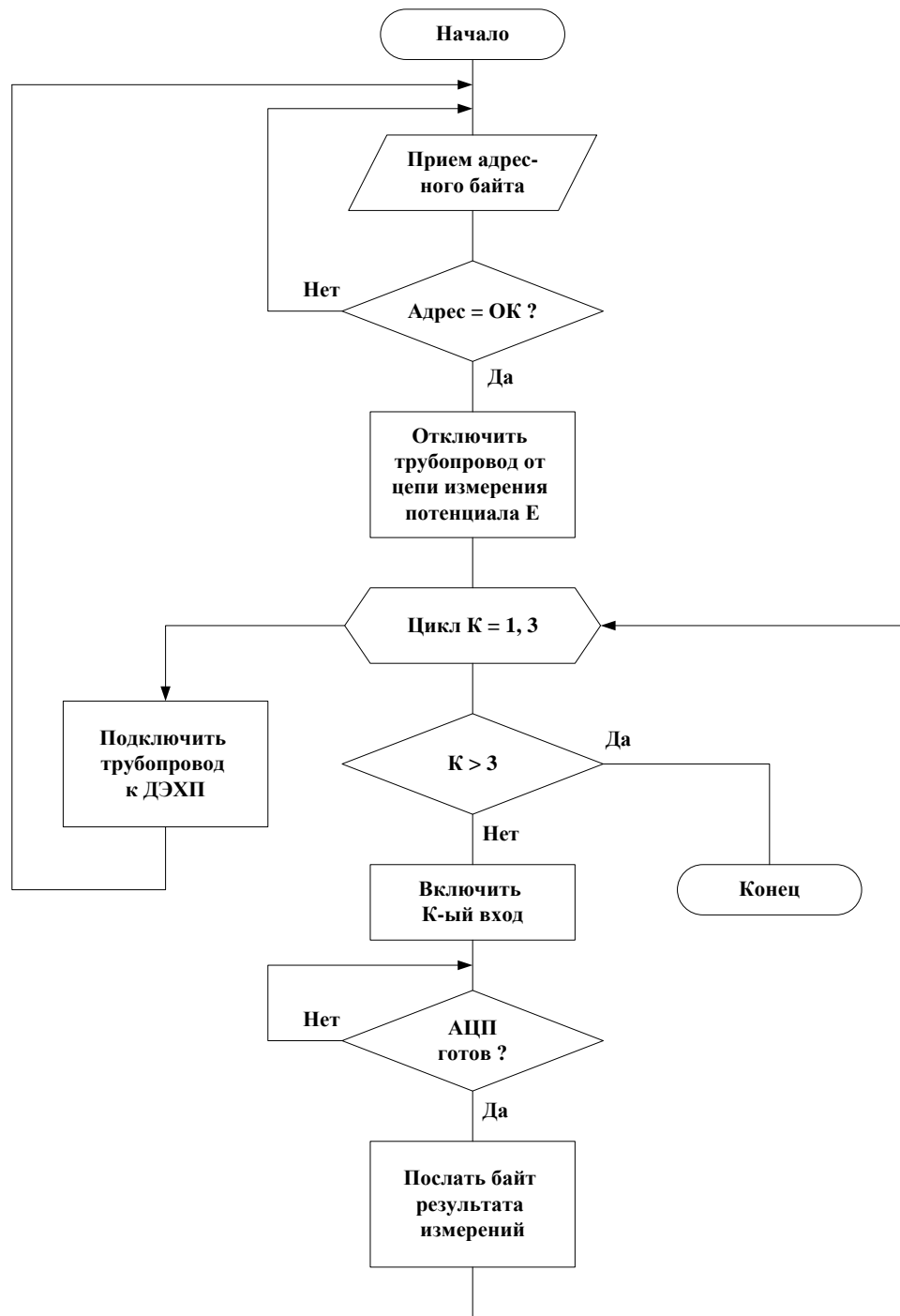


Рисунок 2. Алгоритм работы аппаратуры КП СКЗ

Осуществляется прием адресного байта и его сравнение с адресом данного КП СКЗ. При совпадении адресов начинаются операции преобразования информации. При этом производится отключение трубопровода от цепи измерения поляризационного потенциала. Измеряется поляризационный потенциал, имеющийся на датчике

электрохимического потенциала (ДЭХП). К аналого-цифровому преобразователю подключается первый измерительный канал – канал измерения поляризационного потенциала. Формируется байт, отображающий результаты измерения.

К АЦП подключается второй измерительный канал – канал измерения выпрямленного напряжения на клеммах СКЗ.

К АЦП подключается третий измерительный канал – канал измерения силы защитного тока.

Производится подключение трубопровода к датчику ДЭХП. Приведем еще один алгоритм – алгоритм определения работоспособности СКЗ (рисунок 3).

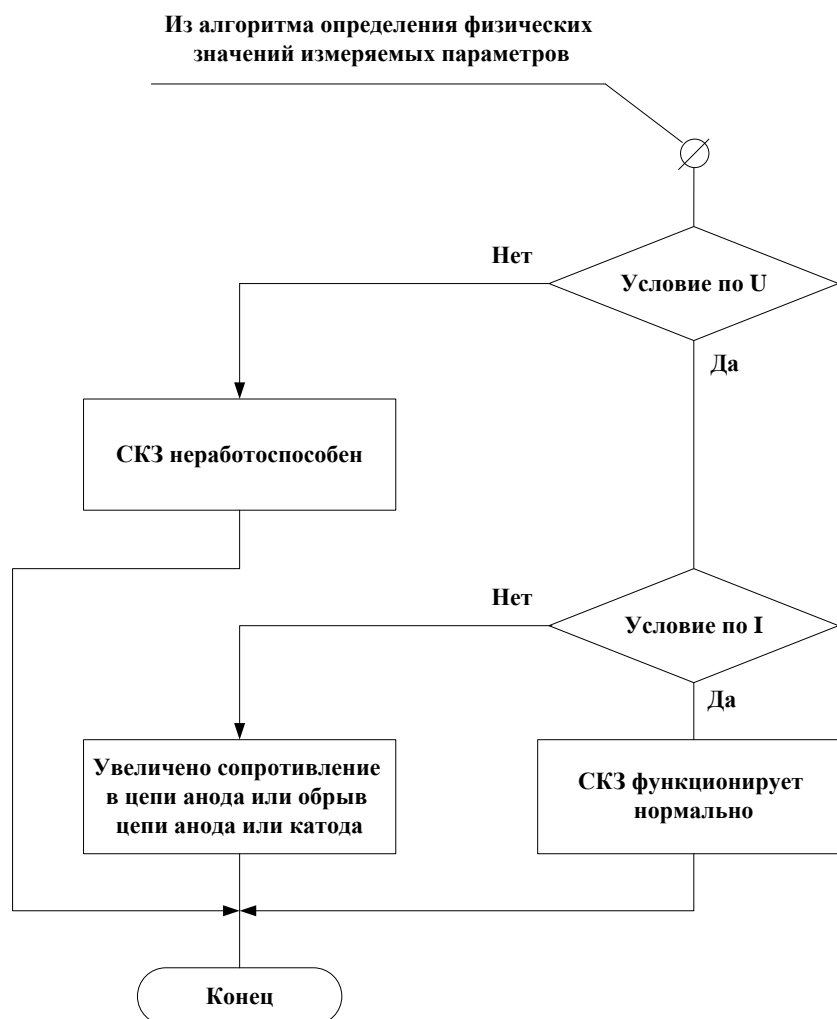


Рисунок 3. Алгоритм определения работоспособности СКЗ

Проверяются три условия: анализируются значения силы защитного тока J и значения выпрямленного напряжения на клеммах СКЗ (выходного напряжения СКЗ). Выдается одно из трех возможных сообщений:

- а) СКЗ функционирует нормально;
- б) значительное увеличение сопротивления в цепи анода или обрыв анодной или катодной цепей;
- в) СКЗ находится в неработоспособном состоянии.

Выводы

Выявлены существенные недостатки существующих методов контроля противокоррозионного состояния магистральных газопроводов. Основной из них – удаленность объекта контроля от пунктов сбора информации. В связи с этим, создана локальная подсистема, которая предназначена для автоматизированного контроля состояния трубопроводов, которая состоит из контролируемого пункта, пункта сбора информации, диспетчерского пункта.

Обосновано, что наиболее эффективным способом передачи измерительных сигналов станций катодной защиты является их передача по радиоканалу.

Разработан алгоритм автоматизированного контроля состояния противокоррозионной защиты магистрального газопровода, на основании которого может быть разработано программное обеспечение многофункциональной информационно-измерительной системы газотранспортного предприятия, которое обеспечит автоматизацию всех процессов получения, сбора, передачи, хранения, обработки и представления измерительной информации и работу системы в реальном масштабе времени.

Список используемых источников

1 Артюшин Г.С., Звягин Г.М., Романов И.Г. Использование информационно-измерительных систем при диагностировании линейной части магистрального газопровода // Диагностика оборудования и трубопроводов. М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1997. № 1.

2 Берман Р.Я., Журавлева Н.В. Локальная вычислительная сеть диспетчерских и технологических АРМ. М.: ВНИИЭгазпром, 1992. 35 с.

3 Гольденберг Л.М. Цифровая обработка сигналов. М.: Радио и связь, 1990. 256 с.

References

1 Artiushin G.S., Zviagin G.M., Romanov I.G. Ispol'zovanie informatsionno-izmeritel'nyh sistem pri diagnostirovanii magistral'nogo gazoprovoda // Diagnostika oborudovaniya i truboprovodov. M.: IRC GAZPROM, 1997. №1. [in Russian].

2 Berman R.J., Zhuravleva N.V. Lokal'naya vychislitel'naya set' dispetcherskih I tehnologicheskikh ARM. M.: VNIIEgazprom, 1992. 35 s. [in Russian].

3 Gol'denberg L.M. Tsifrovaya obrabotka signalov. M.: Radio i svyaz', 1990. 256 s. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Ягубов З.Х., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Электрификация и автоматизация технологических процессов» ФГБОУ ВПО УГТУ г. Ухта, Российская Федерация

Z.H. Yagubov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair “Electrification and Automation of Technical Processes” FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”, Ukhta, the Russian Federation

e-mail: zygubov@ugtu.net

Рочев В.В., аспирант кафедры «Электрификации и автоматизации технологических процессов» ФГБОУ ВПО УГТУ г. Ухта, Российская Федерация

V.V. Rochev, Postgraduate Student of the Chair “Electrification and Automation of Technical Processes” FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”, Ukhta, the Russian Federation