

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ АВТОНОМНЫХ УСТРОЙСТВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

О.В. Высокоморная, В.С. Высокоморный, П.А. Стрижак

Томский политехнический университет
E-mail: vysokomornyy@yandex.ru

Выполнен статистический анализ типичных аварийных технических происшествий на автономных источниках энергоснабжения удаленных линейных объектов магистральных газопроводов Восточной Сибири и Дальнего Востока на примере 101 автономной энергоустановки, работающей по органическому циклу Ренкина. Определены три основные причины аварийных технических происшествий на рассматриваемых энергоустановках: обрыв пламени горелочного устройства, механическая неисправность турбоагрегата и предельно высокая температура в конденсаторе. Для выделенных причин рассчитаны интегральные характеристики надежности рассматриваемых источников энергоснабжения (параметр потока отказов и интенсивность отказов). Проведено сопоставление полученных значений характеристик надёжности работы энергоустановок со значениями, заявленными заводом-изготовителем. Разработаны рекомендации для повышения интегральных характеристик надежности работы автономных энергоустановок, предназначенных для энергоснабжения удаленных линейных объектов магистральных газопроводов России.

Ключевые слова:

Энергоснабжение, автономность, надёжность, аварии, техническое происшествие, магистральный газопровод.

Функционирование газотранспортной системы связано со значительными затратами энергоресурсов [1]. Основными потребителями энергии в составе газотранспортных предприятий являются компрессорные станции. Также неотъемлемой частью газотранспортной системы являются малые линейные потребители энергии: газораспределительные станции, контролируемые пункты телемеханики, крановые узлы, узлы запуска и приёма очистных устройств.

Данные линейные объекты обычно расположены в труднодоступных районах со сложными ландшафтными и климатическими условиями, где не развита или вовсе отсутствует инфраструктура. Вследствие этого вопросы надёжности и эффективности энергоснабжения приобретают особое значение. Как правило, единственным возможным способом подачи энергии на такие объекты является применение автономных источников энергоснабжения [2–6].

Для снабжения энергией линейных объектов систем транспорта газа в качестве автономных источников целесообразен выбор таких энергетических установок, основу которых составляет двигатель, использующий в качестве топлива транспортируемое сырьё. Кроме того, предпочтительны источники энергоснабжения, работающие в режиме когенерации для снабжения потребителей не только электрической, но и тепловой энергией [5–8].

Автономные энергоустановки, отвечающие этим требованиям, достаточно широко представлены на рынке. Они характеризуются высокими коэффициентами полезного действия и использования топлива, а также достаточно длительным периодом между плановыми ремонтами. Несмотря на это, предприятия, эксплуатирующие автономные источники энергоснабжения, всё же довольно часто сталкиваются с проблемами нерегламентированных остановов энергоустановок в межобслуживаемый период [7, 8].

Такие технические происшествия снижают надёжность энергоснабжения удаленных объектов и могут привести к возникновению аварийных ситуаций в работе всей газотранспортной системы. Предприятия нередко выполняют резервирование источников энергии, что приводит к увеличению себестоимости вырабатываемой энергии [8].

Представляет интерес анализ интегральных характеристик показателей надёжности работы энергоустановок на основе статистических исследований типичных аварийных технических происшествий и разработка рекомендаций по повышению надёжности энергообеспечения удаленных линейных объектов магистральных газопроводов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Цель настоящей работы – разработка рекомендаций, направленных на повышение надёжности работы автономных энергоустановок на основе проведения статистического анализа типичных аварийных технических происшествий и расчета интегральных характеристик показателей надёжности устройств, обеспечивающих бесперебойное энергоснабжение удаленных объектов.

В настоящее время для энергоснабжения удаленных линейных объектов магистральных газопроводов, как правило, используются преобразователи энергии (рис. 1), представляющие собой турбогенератор с замкнутым циклом пара, автономный силовой блок, базирующийся на цикле Ренкина и состоящий из системы сгорания, парогенератора, турбогенератора переменного тока, конденсатора с воздушным охлаждением и шкафа электропитания и управления [9]. Энергоустановка снабжена системой отопления и вентиляции блок-контейнера для эксплуатации в разные времена года. Встроенная система пожаротушения предназначена для локализации возможного возгорания.

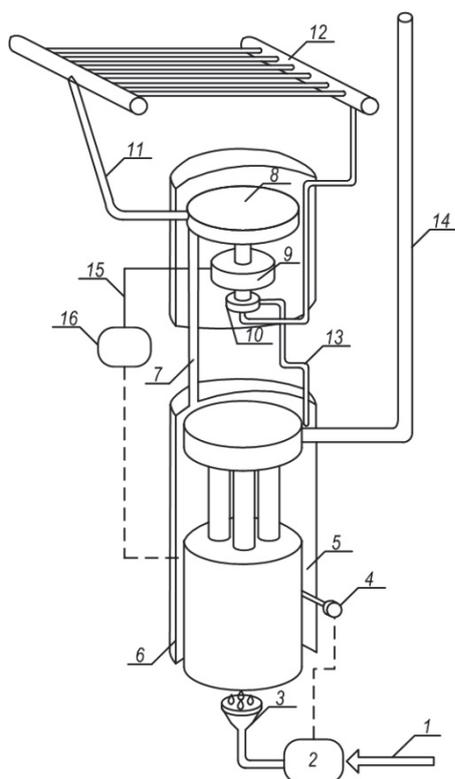


Рис. 1. Схема энергоустановки, работающей по замкнутому циклу пара: 1 – подвод топлива; 2 – панель управления подачей горючего; 3 – горелка; 4 – термостат; 5 – органическая жидкость; 6 – парогенератор; 7 – пар; 8 – турбина; 9 – генератор переменного тока; 10 – насос; 11 – подача пара в конденсатор; 12 – конденсатор; 13 – вывод конденсата; 14 – дымовая труба; 15 – кабели входа переменного тока к выпрямителю; 16 – электрический щит

Цикл работы энергоустановки предполагает следующие этапы [9]. Главная горелка нагревает органическую рабочую жидкость в парогенераторе. Часть жидкости испаряется, и пар, расширяясь, приводит во вращение колесо турбины и соединенный с ним ротор генератора. Затем пар поступает в конденсатор, где он охлаждается и конденсируется. Полученная жидкость возвращается насосом в парогенератор, охлаждая электрогенератор и смазывая подшипники. Цикл повторяется непрерывно до тех пор, пока происходит нагрев парогенератора. Поскольку корпус из нержавеющей стали для пара и жидкости герметичен, никаких потерь рабочей жидкости не происходит. Турбогенератором вырабатывается трехфазный переменный ток, который затем выпрямляется и фильтруется. Выход постоянного тока регулируется в зависимости от нагрузки энергоустановки за счет автоматического изменения количества топлива, подаваемого на систему зажигания.

В связи с тем, что энергоустановки располагаются в непосредственной близости от магистральных газопроводов, основным топливом, используемым для их работы является природный газ. Газоснабжение осуществляется через редуцирующий

пункт (являющийся частью энергоустановки, но расположенный в отдельном помещении), основным назначением которого является снижение давления газа со 100 бар (давление может меняться в зависимости удаленности от источника) до выходного значения 1 бар [9]. Подача газа производится двумя потоками через два отдельных 50-микронных фильтра твердых частиц, затем объединяющийся в общий поток, поступающий в электрический нагреватель. В электрическом нагревателе происходит подогрев газа до температуры выше 0°C (в силу эффекта Джоуля–Томпсона при уменьшении давления температура газа понижается на 40°C). Выходная температура поддерживается равной 2°C , чтобы в случае наличия в газе конденсата не образовывался лед. На выходе из электрического нагревателя поток газа снова разделяется на две части и каждый проходит через свой редуциционный клапан. Поступая в выходной коллектор, газ подается в систему зажигания энергоустановки, состоящей из главной и запальной горелок, защитного выключателя, ручной системы зажигания и системы автоматического повторного зажигания.

Управление работой всех систем энергоустановки, в том числе и системой газоснабжения, с учетом различных экологических условий в соответствии с запрограммированными алгоритмами выполнения логических операций обеспечивает цифровой блок управления турбиной [9].

Несмотря на многоуровневые защиты, при эксплуатации рассматриваемых энергоустановок ежегодно фиксируются десятки технических происшествий, приводящих к их нерегламентированным остановам [7, 8].

Статистический анализ аварийных технических происшествий проведен на основе работы 101 энергоустановки, эксплуатируемой на магистральных газопроводах Дальнего Востока.

Анализ статистической информации позволяет выделить несколько причин наиболее типичных аварийных технических происшествий (рис. 2).

Приведенная на рис. 2 диаграмма иллюстрирует, что тремя основными причинами аварийных технических происшествий на рассматриваемых энергоустановках являются: обрыв пламени горелочного устройства, механическая неисправность турбоагрегата и предельно высокая температура в конденсаторе.

Выявленные аварийные технические происшествия можно разделить на две группы. К первой группе относятся технические происшествия, последствия которых устраняются в условиях эксплуатации, а именно обрыв пламени горелочного устройства и предельно высокая температуры в конденсаторе. Во вторую группу входят аварийные технические происшествия, вследствие которых отказавшее оборудование не восстанавливается и не заменяется исправным. К данной группе относятся остановы энергоустановки из-за механической неисправности турбоагрегата. Для первой

группы основным показателем надежности является параметр потока отказов $\omega(t)$, а для второй интенсивность отказов $\lambda(t)$ [10]. Далее приведены результаты расчета этих параметров относительно соответствующих зарегистрированных технических происшествий (рис. 2).

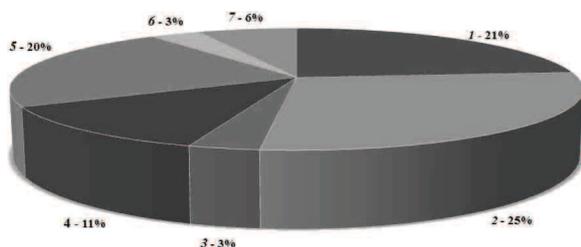


Рис. 2. Статистика наиболее типичных аварийных технических происшествий (1 – обрыв пламени горелочного устройства; 2 – механическая неисправность турбоагрегата; 3 – нестабильное напряжение аккумуляторных батарей; 4 – некорректная работа КИПиА; 5 – предельно высокая температура в конденсаторе; 6 – остановки вследствие нестабильной работы турбогенератора; 7 – неисправность системы пожаротушения)

В связи с тем, что по причине обрыва пламени горелочного устройства происходит большое количество аварийных технических происшествий (21 %), целесообразно выполнить детальный анализ данного технического происшествия и соответствующий расчет показателя потока отказов $\omega(t)$.

Значения $\omega(t)$ вычислялись по формуле [11]:

$$\omega(t) = \frac{n(t + \Delta t) - n(t)}{N_0 \Delta t} = \frac{n(\Delta t)}{N_0 \Delta t} = \frac{\Omega(t + \Delta t) - \Omega(t)}{\Delta t},$$

где $n(t + \Delta t)$, $n(t)$ – количество отказов, возникших до моментов $t + \Delta t$ и t соответственно; N_0 – общее количество объектов под наблюдением; $n(\Delta t)$ – количество отказов за промежуток времени Δt ; $\Omega(t)$ – функция потока отказов.

Для отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства (ОПГУ) энергоустановки до ТО-1 (наработка до 8000 ч), параметр $\omega(t)$ составляет:

$$\omega_{\text{ТО-1 ОПГУ}} = \frac{16}{101 \cdot 8000} = 1,98 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Для отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства энергоустановки до ТО-2 (наработка до 16000 ч), параметр $\omega(t)$ равен:

$$\omega_{\text{ТО-2 ОПГУ}} = \frac{28}{101 \cdot 16000} = 1,73 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Расчет показателя потока отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства в период эксплуатации с 2008 по 2012 гг., позволил установить:

$$\omega_{2008-2012} = \frac{34}{101 \cdot (5 \cdot 365 \cdot 24)} = 0,77 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Полученные значения $\omega(t)$ для автономных энергоустановок (рис. 1) соответствуют реально возможным диапазонам, исходя из анализа [12, 13].

При отсутствии опубликованных нормативных данных о допустимых $\omega(t)$ для рассматриваемых источников автономного энергоснабжения можно рекомендовать использовать вычисленные значения $\omega(t)$ в качестве справочной информации при исследовании характеристик надежности подобных (по мощности, принципу действия, условиям и режимам эксплуатации, топливу и т. д.) энергоустановок. Анализ показывает, что возможно существенное уменьшение полученных значений $\omega(t)$. Для этого целесообразно установить первопричины рассматриваемого технического происшествия.

В результате анализа возможных причин возникновения технического происшествия «обрыв пламени горелочного устройства» (с использованием материалов экспертиз после аварий) были определены и систематизированы наиболее типичные из них (рис. 3):

1. Нерегламентированная работа редуцирующего пункта.
2. Выход из строя системы автоматического повторного зажигания.
3. Выход из строя термопар.

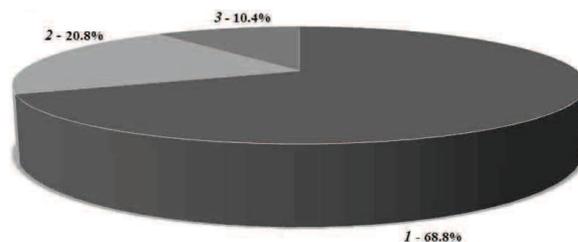


Рис. 3. Соотношение различных причин аварийного технического происшествия «обрыв пламени горелочного устройства» (1 – нерегламентированная работа редуцирующего пункта; 2 – выход из строя системы автоматического повторного зажигания; 3 – выход из строя термопар)

По причине «нерегламентированная работа редуцирующего пункта» зафиксировано 68,8 % аварийных технических происшествий, связанных с обрывом пламени горелочного устройства (рис. 3). Главным фактором, влияющим на работу редуцирующего пункта, является компонентный состав газа [9]. Данная проблема, в частности, может сказываться на магистральном газопроводе полуострова Камчатка, так как природный газ, поступающий на эксплуатируемые энергоустановки с местного месторождения, имеет температуру точки росы по воде выше среднего [8]. В таких условиях возможно происхождение гидратообразований [14], т. е. формирование неустойчивых соединений углеводородов с водой. Они представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед и состоящие из нескольких молекул воды и газа (метан, пропан, углекислый газ и другие). Наличие гидратов может являться причиной нерегламентированной работы редуцирующего пункта и негативно сказываться на работе автономного источника энергоснабжения в целом.

Останов энергоустановки по причине нерегламентированной работы редуцирующего пункта также может происходить при загрязнении фильтров крупно- и мелкодисперсными частицами, находящимися в транспортируемом природном газе. Наличие инородных тел в фильтре приводит к изменению давления на выходе из редуцирующего пункта. Как следствие, система зажигания работает некорректно.

Исключить возникновение таких технических происшествий при использовании в редуцирующем пункте системы очистки, состоящей из двух 50-микронных фильтров, сложно, так как установленные фильтры могут засоряться влажосодержащими крупнодисперсными частицами и не уменьшают влажосодержание газа.

В связи с вышеизложенным целесообразно предусмотреть более эффективную комплексную систему очистки поступающего в редуцирующий пункт природного газа:

1. Фильтр-осушитель – для удаления влаги из природного газа.
2. Фильтр грубой очистки – для удаления крупнодисперсных частиц.
3. Фильтр мелкой очистки – для удаления мелкодисперсных частиц.

Оценивая материальные затраты, связанные с простоем энергоустановок, их ремонтом и запуском в эксплуатацию, и стоимость перечисленных дополнительных фильтров, а также учитывая довольно тревожную статистику (рис. 2, 3), можно сделать вывод о целесообразности и достаточно быстрой окупаемости установки предложенных фильтров.

В более чем 20 % случаев (рис. 3) причиной обрыва пламени горелочного устройства является выход из строя системы автоматического повторного зажигания, что также приводит к останову энергоустановки. Данная система вырабатывает искру для повторного воспламенения запальной горелки с помощью двух свечей зажигания (основной и резервной), если пламя по какой-либо причине погасло. Выход из строя свечей зажигания является основной причиной аварийных ситуаций в работе системы автоматического повторного зажигания. Анализ показывает, что выход из строя свечей зажигания в большинстве случаев происходит в результате пробоя изолятора или изменения конструктивных характеристик в процессе эксплуатации. Так как изолятор служит для предохранения свечи зажигания от перегревов, это главным образом влияет на работу свечи. Изменение конструктивных характеристик влечет за собой изменение угла наклона свечи к запальной горелке (при нормативном расположении расстояние между искрящим электродом и запальной горелкой должно составлять 3...4 мм) [9]. Возможные отклонения по углам установки (до 1 мм) могут происходить вследствие заводского брака свечи зажигания, некачественного проведения пуско-наладочных работ или неправильного подбора свечей на

заводе-изготовителе. Данные факторы имеют особо важное значение в данной ситуации, так как пробой изолятора главным образом происходит из-за перегрева свечи. По этой же причине происходит и изменение конструктивных характеристик.

Выполненный анализ позволяет сделать вывод о целесообразности введения дополнительных операций проверки геометрических параметров устанавливаемых свечей, их выбора по номинальным электрическим параметрам и оценки изменения конструктивных характеристик при плановых технических обслуживаниях. Для обязательного выполнения этих процедур можно рекомендовать внесение соответствующих изменений (если таковы еще не внесены) в нормативные документы эксплуатирующих автономные энергоустановки предприятий.

Третьей основной причиной технических происшествий, связанных с обрывом пламени горелочного устройства, является выход из строя термопар (рис. 3). Установленные на запальной горелке термопары выполняют защитные функции, необходимые для прекращения подачи газа к запальной горелке в случае обрыва пламени путем подачи сигнала на клапан защиты от срыва пламени. В настоящее время наиболее часто используются термопары трех марок: хромель-алюмелевые, хромель-копелевые и вольфрам-рениевые. Термопары хромель-алюмелевые обладают рабочим диапазоном измеряемых температур от -50 до 1100 °С при длительном применении и кратковременно могут измерять температуры до 1300 °С. Из-за усиливающейся диффузии компонентов сплава при температурах свыше 1100 °С ресурс термопары сильно снижается. Термопара чувствительна к загрязнениям, плохо работает в атмосфере, содержащей соединения углерода. Хромель-копелевые термопары применяют при продолжительном измерении температуры до 600 °С и кратковременном до 800 °С. Данный сплав термически устойчив к химическому воздействию воздуха до 600 °С. Изменение термоЭДС, отнесенное к одному градусу у этой термопары, намного больше, чем у других термопар. Вольфрам-рениевые же термопары рекомендуются для измерения температур до 2800 °С. Термопары из вольфрам-рениевого сплава являются самыми высокотемпературными контактными датчиками температуры. Вольфрамовый сплав с 25 % Re применяют в качестве отрицательного термоэлектрода. Положительным термоэлектродом служит сплав вольфрама с 3 % Re. Термопары W, Re3-W, Re25 устойчивы в нейтральной и слабо восстановительной атмосфере. В окислительной атмосфере, в присутствии углеводородных газов, термопара разрушается из-за образования оксидов или карбидов вольфрама. Так как условия эксплуатации термопар в корпусах энергоустановок трудно проконтролировать и выполнить анализ их отклонений относительно номинальных, то можно предположить, что останов энергоустановок по причине частых отказов термопар связан с исполь-

зованием средств измерений, условия работы (высокие и низкие температуры, повышенная влажность, перенапряжения и т. д.) которых не изучены в полной мере.

Поскольку проконтролировать условия эксплуатации термопар в закрытых энергоустановках не представляется возможным, целесообразно рекомендовать проведения дополнительного входного контроля по калибровке и поверке в момент проведения пуско-наладочных работ на энергоустановках, а также проведения их дополнительного технического обслуживания.

При анализе технических происшествий, приводящих к останову рассматриваемых энергоустановок, особенно следует выделить механическую неисправность турбоагрегата. По данной причине происходит до 25 % всех аварийных остановов (рис. 2). В результате данного технического происшествия энергоустановка выходит из строя, и энергообеспечение объекта ставится под угрозу. Появление данного технического происшествия связано с несколькими причинами. Наиболее типичной является неисправность подшипников скольжения турбоагрегата (в соответствии с актами экспертизы завода-изготовителя энергоустановок).

Как показывает статистика [7, 8], в энергоустановках мощностью 4 кВт используются детали от энергоустановок мощностью 2 кВт. Следовательно, одной из проблем, приводящих к поломке подшипника скольжения, может являться изменение технических характеристик вала турбоагрегата. Также возможно появление данной проблемы вследствие недостаточного количества смазывающей жидкости, так как нагрузка на подшипники увеличилась относительно расчетной. Ниже приведены вычисленные значения основного показателя надежности относительно рассматриваемого технического происшествия интенсивности отказов $\lambda(t)$.

Для вычисления $\lambda(t)$ использовалось следующее выражение [10]:

$$\lambda(t) = \frac{n(t)}{N_{\text{cp}} \Delta t} = \frac{n(t)}{[N - n(t) \Delta t]} = \frac{f(t)}{P(t)},$$

где N_{cp} – среднее число исправно работающих образцов в некотором расчетном интервале времени

$$\left(N_{\text{cp}} = \frac{N_i + N_{i+1}}{2} \right); N_i - \text{число исправно работающих}$$

образцов в начале выбранного интервала Δt ; N_{i+1} – число исправно работающих образцов в конце интервала Δt ; Δt – интервал времени; N – общее число рассматриваемых изделий; $f(t)$ – частота отказов узлов (деталей); $P(t)$ – вероятность безотказной работы; $n(t)$ – число отказавших образцов в интервале времени от $t - \Delta t/2$ до $t + \Delta t/2$.

Значение показателя интенсивности отказов, произошедших в результате механической неисправности турбоагрегата (МНТ) до первого технического обслуживания ТО-1 (наработка до 8000 ч), составляет:

$$\lambda_{\text{ТО-1 МНТ}} = \frac{16}{(101 - 16) \cdot 8000} = 2,35 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Для интервала времени, соответствующего второму техническому обслуживанию ТО-2 (наработка до 16000 ч), параметр $\lambda(t)$ равен:

$$\lambda_{\text{ТО-2 МНТ}} = \frac{22}{(101 - 22) \cdot 16000} = 1,74 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Значение показателя интенсивности отказов, произошедших в результате механической неисправности турбоагрегата в период эксплуатации с 2008 по 2012 гг., составляет:

$$\lambda_{2008-2012} = \frac{54}{(101 - 54)(5 \cdot 365 \cdot 24)} = 2,62 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Для оценки установленных значений $\lambda(t)$ выполнено их сопоставление с аналогичными параметрами для энергоблоков с паротурбинными установками различной мощности [15], а также транзисторами, как наиболее типичными электронными компонентами [16].

Установлено, что полученные значения $\lambda(t)$ для рассматриваемых энергоустановок существенно превышают значения $\lambda(t)$ для типичных транзисторов ($\lambda(t) = 5 \cdot 10^{-7}$ 1/ч) и несколько меньше $\lambda(t)$ для паротурбинных установок ($\lambda(t) = 6,5 \cdot 10^{-4}$ 1/ч). Это хорошо соответствует основным положениям современной теории надежности [17] и иллюстрирует высокие значения $\lambda(t)$ для рассматриваемых энергоустановок, исходя из анализа их конструкции, составных элементов и принципов действия (рис. 1).

Также выполнен расчет времени наработки на отказ T_0 рассматриваемых энергоустановок с учетом типичных технических происшествий, установленных при проведении статистического анализа.

Для вычисления T_0 использовалась следующая формула [10]:

$$T_0 = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^N T_{pi},$$

где T_{pi} – суммарная наработка i -го агрегата за отчетный период эксплуатации, ч; N – число эксплуатируемых агрегатов; r – суммарное число отказов агрегатов за отчетный период.

Для отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства, механической неисправности турбоагрегата, предельно высокой температуры в конденсаторе, некорректной работы контрольно-измерительной системы управления, нестабильной работы турбоагрегата в период эксплуатации с 2008 по 2012 гг. установлено:

$$T_0 = \frac{1}{179} \cdot 1395312 = 7795 \text{ ч.}$$

Для отказов, произошедших в результате механической неисправности турбоагрегата в период эксплуатации с 2008 по 2012 гг., наработка на отказ составляет:

$$T_0 = \frac{1}{54} \cdot 1399572 = 25918 \text{ ч.}$$

Полученные в результате расчета значения T_0 сопоставлены с нормативными данными заводоизготовителей рассматриваемых энергоустановок [9]. Так, наработка на отказ энергоустановки в комплексе составляет 8000 ч. В результате расчета получено 7795 ч. Нарботка на отказ турбоагрегата составляет 30000 ч. В результате расчета получено 25918 ч. Можно отметить снижение значений T_0 (до 13,5 %) по сравнению с заявленными заводами-изготовителями. Анализ показывает, что установленные отклонения T_0 , полученные в результате вычислений, являются, скорее всего, следствием неприспособленности энергоустановок к климатическим условиям эксплуатации, меняющимся характеристикам топлива и некоторым другим факторам, указанным выше.

В результате выполненного статистического анализа определены типичные аварийные технические происшествия, возникающие при работе

автономных энергоустановок, эксплуатируемых на удаленных линейных объектах магистральных газопроводов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Определены основные причины данных технических происшествий. Вычислены значения основных интегральных характеристик надежности и безаварийности работы рассматриваемых автономных источников энергоснабжения (интенсивность отказов $\lambda(t)$, поток отказов $\omega(t)$ и наработка на отказ T_0). Показано, что значения основных характеристик надежности выходят за пределы допустимых.

На основе полученных результатов сформулированы рекомендации, направленные на повышение надежности работы автономных энергоустановок, предназначенных для энергоснабжения удаленных линейных объектов магистральных газопроводов России.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (госконтракт 2.80.2012).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234.
2. Ливинский А.П., Редько И.Я., Филин В.М. Пути решения проблем автономного энергоснабжения потребителей удаленных регионов России // Энергетик. – 2010. – № 4. – С. 22–26.
3. Саламов А.А. Применение топливных элементов в энергетике // Энергетик. – 2009. – № 7. – С. 26–27.
4. Залманов Л.Р., Моряков П.В. Возможности работы дизельной энергоустановки в экстремальных условиях // Энергетик. – 2001. – № 11. – С. 38–40.
5. Кононенко П.И., Михайлуц В.Г., Беззубцев-Кондаков А.Е. Малая энергетика – первооснова больших свершений // Энергетик. – 2007. – № 3. – С. 43–44.
6. Ковалёв Л.И. Эффективность газодвигательных мини-ТЭЦ // Энергетик. – 2009. – № 3. – С. 26–29.
7. Высокоморный В.С. Повышение надежности энергообеспечения удаленных объектов транспорта нефти и газа путем использования автономных источников энергоснабжения // Энергетическое обследование как первый этап реализации концепции энергосбережения: матер. Междунар. молодежной конф. – Томск, 3–4 декабря 2012. – Томск: Томский политехнический университет, 2012. – С. 190–192.
8. Высокоморный В.С., Сярг Б.А. Реализация инновационных технологий энергообеспечения автономных объектов газотранспортной системы // Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи: сб. трудов XX Междунар. технологического конгресса. – Иркутск, 23–26 августа 2011. – М.: Академия технологических наук РФ, 2012. – С. 164–168.
9. Eps operation & maintenance manual (powered by CCVT) // This document contains information that is proprietary to ORMAT SYSTEMS LTD. – 2006. – P. 2. – 600 p.
10. ГОСТ 27–002–2009. Надежность в технике. Термины и определения. – М., 2011. – 28 с.
11. Правила технической эксплуатации энергоустановок потребителей // Утверждены Приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 № 6. – 304 с.
12. ВРД 39–01.10–071–2003. Правила технической эксплуатации электростанций собственных нужд объектов ОАО «Газпром». – М.: ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ», 2003.
13. Регламент технического обслуживания и ремонта объектов ОАО «Газпром» // Утвержден приказом ОАО «Газпром» от 10.10.2008 г. № 251. – 32 с.
14. Hammerschmidt E.G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines // Industrial and Engineering Chemistry. – 1934. – V. 26. – № 8. – P. 851–855.
15. РД 34.20.574. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с парогенераторными установками. ПО – М.: «Союзтехэнерго», 1984.
16. Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы. – М.: Высшая школа, 2000. – 462 с.
17. Дейнеко С.В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Изд-во «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.

Поступила 04.06.2013 г.

ESTIMATION OF RELIABILITY FACTORS OF INDEPENDENT POWER SUPPLY DEVICES IN REMOTE LINEAR FACILITIES OF EASTERN SIBERIA AND FAR EAST MAIN GAS PIPELINES

O.V. Vysokomornaya, V.S. Vysokomorny, P.A. Strizhak

Tomsk Polytechnic University

The authors have carried out the statistic analysis of typical emergencies at independent power supply sources in remote linear facilities of Eastern Siberia and Far East main gas pipelines by the example of 101 self-contained power stations operating using Rankine organic cycle. Three main reasons of emergencies at the power stations: burner device loss of flame, turbine unit mechanical failure and extreme temperature in a condenser were determined. The integral reliability parameters of the power supply sources (failure flow and intensity) were calculated for the given reasons. The authors compared the obtained values of reliability parameters of power station operation with manufacturer values and developed the recommendations for increasing integral reliability parameters of operation of independent power stations intended for power supply of remote linear facilities of main gas pipelines in Russia.

Key words:

Power supply, independence, reliability, accident, emergency, main gas pipelines.

REFERENCES

1. *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2020 goda. Utverzhdena rasporyazheniem Pravitelstva RF 28.08.2003 № 1234* [Russian Energy Strategy to 2020. Approved by order of the government RF]. 2003, no. 1234.
2. Livinskiy A.P., Redko I.Ya., Filin V.M. *Energetik*, 2010. 4, pp. 22–26.
3. Salamov A.A. *Energetik*, 2009. 7, pp. 26–27.
4. Zalmanov L.R., Moryakov P.V. *Energetik*, 2001. 11, pp. 38–40.
5. Kononenko P.I., Mikhayluts V.G. *Energetik*, 2007. 3, pp. 43–44.
6. Kovalev L.I. *Energetik*, 2009. 3, pp. 26–29.
7. Vysokomorny V.S. Povysheniye nadezhnosti energoobespecheniya udalennykh obektov transporta nefi i gaza putem ispolzovaniya avtonomnykh istochnikov energosnabzheniya (The implementation of innovative energy technologies using autonomous gas transmission facilities). *Energeticheskoe obsledovaniye kak pervyy etap realizatsii kontseptsii energoberezheniya. Materialy Mezhdunarodnoy molodezhnoy konferentsii* (Proc. Youth Conference. Energy survey as the first stage of implementation of the concept of energy saving). Tomsk, 2012. pp. 190–192.
8. Vysokomorny V.S., Syarg B.A. Realizatsiya innovatsionnykh tekhnologiy energoobespecheniya avtonomnykh obektov gazotransportnoy sistemy (Realization of innovative energy technologies of autonomous gas transmission facilities). *Novye tekhnologii gazovoy, neftyanoy promyshlennosti, energetiki i svyazi. Sbornik trudov XX Mezhdunarodnogo Tekhnologicheskogo kongressa* (Proc. XX Intern. Technology Congress. New technologies Oil and Gas Industry, Energy and Communications). Irkutsk, 2011. pp. 164–168.
9. Eps operation & maintenance manual (powered by CCVT) // This document contains information that is proprietary to ORMAT SYSTEMS LTD. 2006, 600 p.
10. *GOST 27–002–2009. Nadezhnost v tekhnike. Terminy i opredeleniya* (State Standard 8.586.5–2005. The reliability of the technique. Terms and definitions). Moscow, Standartinform, 2011. 28 p.
11. *Pravila tekhnicheskoy ekspluatatsii energoustanovok potrebiteley. 13.10.2003*. (The technical operation of power plants consumers). Moscow, 2003, 6. 304 p.
12. *VRD 39–01.10–071–2003. Pravila tekhnicheskoy ekspluatatsii elektrostantsiy sobstvennykh nuzhd obektov «Gazprom»* (The technical operation of power plants auxiliary facilities of «Gazprom»). Moscow, VNIIGAZ, 2003.
13. *Reglament tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta obektov «Gazprom»*. *Gazprom*, 10.10.2008, № 251 (Regulation of maintenance and repair of «Gazprom»). Approved by the order № 251, 2008.
14. Hammerschmidt E.G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines. *Industrial and Engineering Chemistry*, 1934. 26, 8, pp. 851–855.
15. *RD 34.20.574. Ukazaniya po primeneniyu pokazateley nadezhnosti elementov energosistem i raboty energoblokov s paroturbinnymi ustanovkami* (Instructions for use of reliability indices of power systems and components of a steam turbine power plants). Moscow, Soyuztekhenergo, 1984.
16. Baskakov S.I. *Radiotekhnicheskie tsepi i signaly* (Radio Circuits and Signals). Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2000. 462 p.
17. Dayneko S.V. *Obespecheniye nadezhnosti sistem truboprovodnogo transporta nefi i gaza* (Ensuring the reliability of pipeline transport of oil and gas). Moscow, Tehnika Publ., TUMA GROUP, 2011. 176 p.