

Кроме того при анализе полученных данных (рис. 2) можно сделать заключение, что с ростом начальных температур газов для раствора NaCl происходит снижение времени (τ). При этом изменяется наклон кривых зависимостей $\tau(T_g)$ на рис. 2 в противоположную (относительно воды) сторону. Такой результат можно пояснить с использованием результатов опытов [4]. С повышением массовой доли NaCl в растворе до 5 % интенсивность испарения каплей (характеризуется параметром ΔR [4]) снижается в среднем на 10–20 % [4]. За счет снижения интенсивности испарения каплей происходит уменьшение расходуемой энергии пламени и продуктов сгорания на испарение каплей раствора NaCl. Наряду с этим при малых температурах газов (менее 550 К) наблюдается корреляция значения τ для воды и раствора NaCl (рис. 2). Это связано с тем, что при прохождении капельным потоком расстояния 1 м (соответствует высоте используемого канала 12) в потоке продуктов сгорания капли не успевают прогреться до температур интенсивного парообразования. Поэтому в данном случае снижение температуры в следе капельного потока определяется сбиванием пламени горючей жидкости и снижением концентрации продуктов сгорания в следе капельного потока.

Заключение

В результате проведенных экспериментов установлено, что времена сохранения пониженных температур в следе аэрозоля воды и раствора NaCl могут достигать нескольких десятков секунд. Выполненные эксперименты показали определяющую роль процесса парообразования при формировании “температурных следов” аэрозолей (особенно в условиях высоких температур газов). Выделенные особенности для типичной огнетушащей жидкости (воды), а также раствора NaCl могут служить основой для разработки способа эффективного снижения температуры пожара (пламени и продуктов сгорания) в системах пожаротушения тонкораспыленной водой.

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта Российского научного фонда (проект 14-39-00003).

Литература

1. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование эффективности распыления жидкости при тушении возгораний в помещениях // Безопасность жизнедеятельности. 2014. № 7. С. 38–42.
2. Корольченко Д.А., Громовой В.Ю., Ворогушин О.О. Применение тонкораспыленной воды для тушения пожаров в высотных зданиях // Пожаровзрывобезопасность. 2011. Т. 20, № 9. С. 54–57.
3. Саламов А.А. Современная система пожаротушения «водяной туман» высокого давления // Энергетик. 2012. № 3. С. 16–18.
4. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальные исследования влияния начальной температуры воды и содержания в ней примесей солей на интенсивность испарения в зоне пламени при подаче в виде крупных монолитных капель и тонкораспыленной струи. // Пожарная безопасность. 2014. №2. С. 93–98.

ОЦЕНКА РИСКА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНОГО АГРЕГАТА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОБОРУДОВАНИЯ

Волков А.Э., Рудаченко В.А.

Старший преподаватель кафедры ТХНГ Рудаченко В.А.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Неожиданные перебои, время простоя и иные нарушения работы производства ведут к более высоким эксплуатационным расходам и являются основными проблемами в любом процессе эксплуатации. Техническое обслуживание, основанное на оценке рисков, помогает в разработке альтернативной стратегии, которая позволяет свести к минимуму поломки или сбои в процессе эксплуатации. Оценка рисков в производстве имеет большое значение при разработке стратегии по обслуживанию оборудования.

Данная стратегия состоит из 4 модулей: определение объемов исследуемых элементов, оценка рисков, анализ рисков, планирование расходов на техническое обслуживание. Снижение риска достигается за счёт принятия плана обслуживания, который не только повышает срок службы оборудования, но и уменьшает затраты на его техническое обслуживание.[1]

Анализ риска выполняется в следующих целях:

- определить все виды риска, связанные с эксплуатацией оборудования (в данной работе это центробежные насосы);
- показать, что при проектировании были предприняты все меры для снижения уровня риска поломки насосов;
- определить меры и ограничения, направленные на снижение уровня риска с учетом приведенных в регламенте видов опасностей, распространяющихся на насосы и их основные части ЦНС.

Для предупреждения поломки оборудования проводят технический осмотр, для восстановления исправности, работоспособности и ресурсов оборудования проводится ремонт. В соответствии с особенностями повреждений и износа составных частей оборудования, а также трудоемкостью ремонтных работ системой предусматривается проведение следующих видов ремонта: текущего (ТР); капитального (КР).

Текущий ремонт - это ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и состоящий в замене или восстановлении его отдельных узлов и деталей оборудования.

Текущий ремонт насосов проводится через каждые 2000 часов работы.

Основной причиной поломок насосов является износ его частей, к которым относятся: подшипники скольжения; прокладки уплотнителя; сальник; рабочее колесо; вал; гидропята; муфта; маслосистемы; шпильки; контактные кольца. Каждый элемент оборудования имеет свои параметры безотказной работы и, как следствие, характеристику вероятности безотказной работы. Без периодичной замены и шлифовки таких компонентов, как сальник, контактные кольца и т.д., которые проводятся каждые 2000 часов, ЦНС стремительно теряет свою надежность. По истечению 12000 часов проводится капитальный ремонт, в котором заменяют, шлифуют основные части центробежного насоса, такие как: вал, рабочие колесо и т.д.

На графике 1 отображена вероятность безотказной работы основных элементов ЦНС 180. Сальник при текущем ремонте, то есть через каждые 2000 часов работы, заменяется, поэтому кривая изменяется скачкообразно. По данным вероятности для каждого из элементов насоса высчитывается среднее значение, которое представляет собой вероятность безотказной работы самого ЦНС.[3,4]

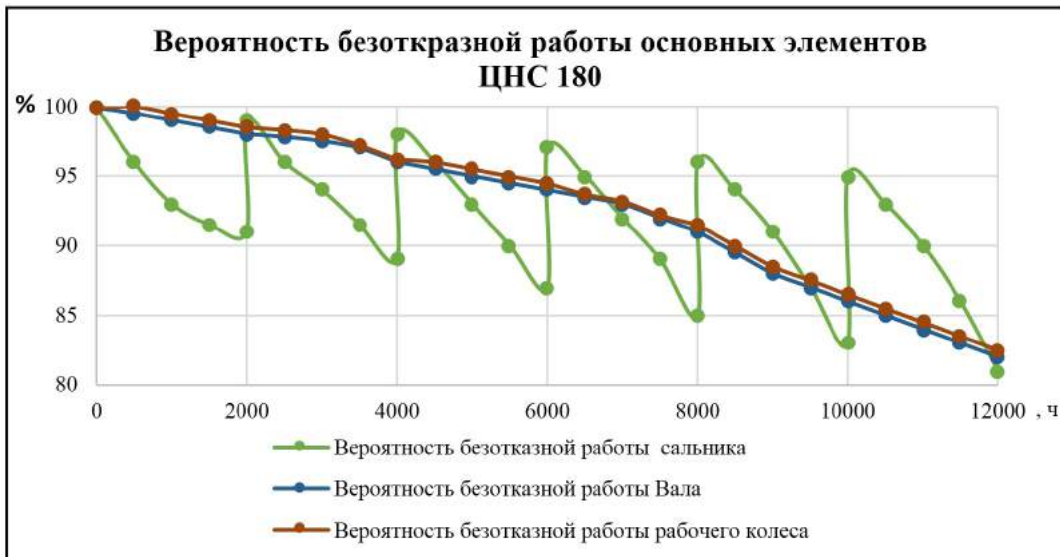


Рис. 1. Вероятность безотказной работы основных компонентов ЦНС 180

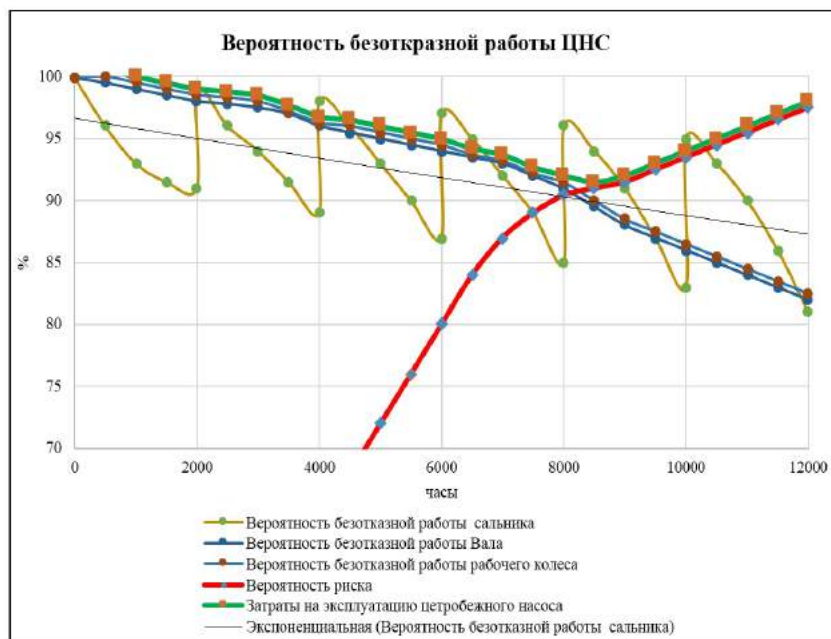


Рис. 2. Вероятность безотказной работы ЦНС 180 с графиком риска и затрат

В данной статье был рассмотрен только интервал капитального ремонта (12000 часов) и вероятность безотказной работы.

Подход к разработке программ технического обслуживания, основанный на снижении риска поломок при эксплуатации оборудования, не только увеличивает обеспечение надежности оборудования, но и уменьшает

расходы на техническое обслуживание, включая стоимость обслуживания в результате внезапного отказа. Данный подход будет способствовать безопасной эксплуатации оборудования.

Литература

1. Loganathan Krishnasamy, Faisal Khan, Mahmoud Haddara. Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for a power-generating plant // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. January, 2005. P. 69–81.
2. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций : РД 153-39ТН-008-96 : утверждено акционерной компанией «Транснефть» 27.12.1996 : ввод в действие с 1.01.1997. – Уфа : ИПТЭР, 1997. – 205 с.
3. Двигатели синхронные трехфазные СТД / Техническое описание и инструкция по эксплуатации ОВЖ.412.041 ТО. – Лысьва.
4. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: Справочное пособие. – М.: Недра, 1976.

ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ГРУППЫ СВЭЛ

А.М. Гончаренко, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Работа любой электроэнергетической системы основывается на использовании электротехнического оборудования разного вида. Так, для преобразования напряжения одной системы переменного напряжения в другую или несколько других систем переменного напряжения и передачи больших потоков мощности используются силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Совокупности электрических аппаратов и токоведущих частей образуют распределительные устройства разного напряжения и вида (открытые, закрытые, комплектные) - КРУ, а при использовании определенного типа силового трансформатора - комплектные трансформаторные подстанции (КТП, КТПБМ-блочно-модульного исполнения).

Крупнейшим производителем электротехнического оборудования и их совокупностей (КРУ, КТП) является компания СВЭЛ - комплекс предприятий для производства современного электрооборудования

Продукция компании используется в таких предприятиях нефтегазовой промышленности, как ОАО «Роснефть», ОАО «Транснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть». Поставляет электротехническое оборудование для производителей буровых установок

В настоящее время группы предприятий «СВЭЛ» осуществляют поставки оборудования на такие крупные проекты ОАО «Газпром», как «Северный поток», мегапроект «Ямал».

Проект «Северный поток» предусматривает сооружение газопровода от района Усть-Луга Ленинградской области, затем по дну Балтийского моря, затем на территорию Германии (Грайфсвальд). Для обеспечения передачи энергоносителя необходимо провести работы по модернизации существующих электрических станций и подстанций, сетевого оборудования [4].

Мега проект Ямал связан с масштабным освоением перспективного региона России, полуострова Ямал [3]. На Ямале открыты мощные газовые, нефтегазоконденсатные месторождения. Это крупнейший регион добычи газа - 80% российского и около 16% мирового объема. Для энергообеспечения района ведется строительство тепловой электростанции «Полярная» и высоковольтной линии 110 кВ для выдачи мощности в тюменскую энергосистему.

Одним из видов электротехнического оборудования, выпускаемых СВЭЛ, являются измерительные трансформаторы тока.

Измерительные трансформаторы тока - обязательные электрические аппараты для любого учета электроэнергии, включая коммерческий. Точное измерение тока в цепях – это необходимое условие для улучшения качества электроснабжения. Кроме того, это необходимые электрические аппараты для контроля, автоматизации, регулирования, защиты и диспетчеризации всех инженерных систем

Характеристики выпускаемого оборудования приведены в таблице 1 [2].

При разработке измерительных трансформаторов применяются инновационные подходы и опыт ведущих производителей данного оборудования, что позволяет производить трансформаторы с высокой степенью надёжности и точностью измерений.

Погрешность трансформатора тока во многом определяется его конструкцией, то есть такими параметрами, как геометрические размеры и форма магнитопровода, количество витков и сечение провода обмотки. Кроме того, одним из наиболее важных факторов, влияющих на погрешность трансформатора, является материал магнитопровода. Зависимость погрешности трансформатора от первичного тока нелинейна, поскольку напрямую зависит от характеристики намагничивания магнитопровода, которая для магнитных электротехнических материалов также нелинейна. Поэтому требования к классам точности представляют собой некий диапазон, в который должны укладываться погрешности трансформатора. Чем выше класс точности, тем уже диапазон. Разница же между класса ми 0,5 и 0.5 S (или 0,2 и 0.2 S) состоит в том, что погрешность обмотки класса 0,5