

Исследование возможности перевода механогидравлических систем регулирования паровых турбин блоков ПГУ на ТЭС на электрические, а также снижения класса опасности огнестойких жидкостей в указанных системах

А. В. Охлопков
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»
Москва, Россия
OkhlopkovAV@mpei.ru

К. А. Орлов
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»
Москва, Россия
OrlovKA@mpei.ru

Аннотация. Проведён анализ возможности перевода механогидравлических систем регулирования паровых турбин на полностью электрические и, как следствие, минимизации объёмов масла в маслосистемах паровых турбин. Проведён предварительный анализ возможности перевода (модернизации) механогидравлических систем регулирования паровых турбин на электрогидравлические или полностью электрические (электромеханические) системы регулирования с применением электромеханических преобразователей или электроцилиндров. Также представлен короткий анализ истории развития огнестойких гидравлических жидкостей (ОЖ) для систем автоматического регулирования паровых турбин блоков ПГУ, описаны накопившиеся проблемы с данными материалами, предложены способы решения проблем (с целью недопущения сокращения нормативных сроков службы ОЖ) и определены варианты замены существующих жидкостей с высокими показателями токсичности на более современные и экологичные, в том числе с целью импортозамещения данных материалов.

В качестве выводов предлагается отметить необходимость и возможность перехода с гидравлических систем регулирования на электромеханические с целью уменьшения объёмов маслосистемы турбогенераторов или полного отказа от использования масел. Одновременно, в более короткой перспективе (порядка 3-7 лет), отмечается целесообразность перехода с более токсичных огнестойких жидкостей в САР ПТ на ОЖ на основе бутилированных фенилфосфатов, что потребует пересмотр НТД, а также большую организационную работу в эксплуатирующих организациях. Также предлагается на дальнейших этапах исследования провести анализ рынка комплексных решений по переводу (модернизации) механогидравлических систем регулирования паровых турбин на электрогидравлические или полностью электрические (электромеханические) системы регулирования с применением электромеханических преобразователей или электроцилиндров, с привлечением производителей турбин (ЛМЗ, КТЗ, УТМЗ, ХТМЗ).

Ключевые слова: системы автоматического регулирования; класс опасности; огнестойкие жидкости; кислотное число; температура вспышки; содержание водорастворимых кислот; класс промышленной чистоты

1. ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения пожарной безопасности крупных энергоблоков тепловых электростанций в России и в мире широко используются огнестойкие гидравлические жидкости (преимущественно в системах гидравлического регулирования паровых турбин) [1]. К началу 90-х годов XX века наилучших характеристик свежего и эксплуатационного продукта смогли добиться сотрудники Всесоюзного теплотехнического института им. Ф.Э. Дзержинского (ВТИ) – в СССР и во многих странах мира использовались огнестойкие гидравлические жидкости ОМТИ (огнестойкое масло Теплотехнического института), которые создавались на основе ксиленольной фракции каменноугольного происхождения. В дальнейшем производство данной продукции в РФ было прекращено, повсеместно применялись только зарубежные материалы. Накопленный опыт использования указанных жидкостей позволяет сделать вывод о существенном влиянии качества ОЖ на надёжность работы турбоагрегатов. Вопросы повышения надёжности работы маслосистем паровых турбин и другого основного тепломеханического оборудования, а также вопросы увеличения срока службы турбинных масел представляют широкий научный и производственный интерес [2].

В статье представлены результаты многолетних комплексных исследований опыта эксплуатации ОЖ в системах автоматического регулирования (САР) паровых турбин блоков ПГУ, расположенных в центральной и южной частях РФ. Целью исследования было недопущение сокращения нормативных сроков службы масел, определение причин снижения ресурса огнестойких жидкостей и формирование предложений по актуализации нормативных документов по применению и контролю качества ОЖ.

За последние годы произошли следующие изменения в методиках определения показателей огнестойких жидкостей: в 2018 г. ГОСТ 6370-83 (метод определения механических примесей) был переиздан под номером ГОСТ 6370-2018 [3]. Кроме того, в ноябре 2019 г. посредством информационного письма № 510-763-201 «Об огнестойких жидкостях в САР и системах смазки

подшипников паровых турбин ПАО «Силловые машины» в перечень обязательных контролируемых параметров внесло дополнительные требования к показателям качества свежих и эксплуатационных ОМ:

- Склонность к пенообразованию.
- Время деаэрации.
- Гидролитическая стабильность.
- Стабильность к окислению, кислотное число (Дельта OS).
- Потенциал лакообразования (метод MPC Color).
- Испытание на воспламенение в коллекторе.

В связи с рассмотрением в настоящей статье ОЖ, работающих только на оборудовании ПАО «Силловые машины», рассматриваются требования к эксплуатационным ОЖ из [4–6], представленные в табл. 1.

ТАБЛИЦА 1 ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОЖ ИЗ [3]

№	Наименование показателя качества	Стандарт на метод испытания	Нормативное значение	
1.	Склонность к пенообразованию/ стабильность пены, см ³ , не более	ГОСТ 32344, ГОСТ ISO 6247		
			При 24°C	200/0
			При 94°C	50/0
			При 24°C после нагрева до 94°C	250/0
2.	Время деаэрации, с, не более	РД ЭО 1.1.2.05.0444-2016, ГОСТ ISO 9120, ASTM D3472	480	
3.	Способность отделяться от воды, (время разделения эмульсии до ее содержания не более 3 мл при 54°C), мин, не более	ГОСТ ISO 6614, ASTM D1401	60	
4.	Потенциал лакообразования (метод MPC Color), баллы	ASTM D7843	$\Delta E \leq 50$	

В части корректировки локальных нормативных документов генерирующих компаний в 2017-2018 гг. силами ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в ПАО «Мосэнерго» проведена научно-исследовательская работа «Разработка технических требований и рекомендаций к производству смазочных материалов (турбинного масла и пр.) отечественного производства, в целях замещения смазочных материалов импортного производства, используемых на объектах ПАО «Мосэнерго». Результатами данного исследования стал регламент «Типовые технические требования к качеству новых турбинных масел для организации их применения в оборудовании филиалов (ТЭС) ПАО «Мосэнерго», который определил требования технического и организационного характера, направленные на выбор наиболее надежных турбинных масел и других смазочных и гидравлических масел для оборудования электрических станций ПАО «Мосэнерго». Данный регламент распространяется на турбинные и другие смазочные масла классов вязкости 32 и 46, применяемые в тепломеханическом оборудовании электрических станций ПАО «Мосэнерго» и может быть распространён

на компании, входящие в группу ООО «Газпром энергохолдинг».

II. СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН

В связи с высокой пожароопасностью маслосистем крупных энергоблоков электростанций в последние несколько десятков лет актуальными являются вопросы либо частичного, либо полного отказа от использования масел в системах регулирования паровых турбин с переходом на электрогидравлические (ЭГП) или полностью электрические (электромеханические) системы регулирования с применением электромеханических преобразователей (ЭМП) или электроцилиндров. Данные вопросы решаются турбомашиностроителями, за последние два года представлены несколько вариантов реконструкций систем регулирования паровых турбин. Возможно отметить значительный прогресс в этой сфере в последнее время у ПАО «Силловые машины».

Ключевые параметры турбин в различных режимах изменения нагрузок поддерживаются за счёт систем регулирования ПТ. Системы автоматического регулирования паровых турбин должны выполнять следующие функции:

- возможность плавного регулирования и устойчивость к изменению электрических и тепловых нагрузок;
- поддержание частоты вращения ротора турбины на холостом ходу и плавное изменение данного показателя (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;
- удержание частоты вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.

Система состоит из трех основных частей: гидравлической, электрогидравлических преобразователей и электрической.

Измерение основных параметров ПТ, анализ состояния, а также выработка управляющих воздействий для регулирования и защиты производится в электрической части.

Электрические сигналы по регулированию и защите турбины преобразуются в гидравлические за счёт сервомоторов и автозатворов стопорных клапанов. Данный процесс обеспечивается электрогидравлическими преобразователями.

Гидравлическая предназначена для перемещения рабочих органов регулирующих клапанов и регулирующих диафрагм с помощью сервомоторов. Автозатворы стопорных и защитных клапанов управляются давлением масла, поступающего от троированного блока золотников защит.

Производителями паровых турбин запланирован переход на электронное регулирование указанного оборудования. Электронные системы автоматического

регулирования позволяют решить основную проблему существующих гидравлических систем – существенно уменьшить объём масла в маслосистеме (снизить пожароопасность электростанций), многократно увеличить точность регулирования, вести регулирование практически во всех диапазонах, обеспечивать устойчивую работу оборудования во время переходных процессов, одновременно поставляя технологическому персоналу подробную информацию о состоянии агрегата в режиме реального времени и ведение архивирования процесса.

В объём работ по модернизации систем регулирования паровых турбин могут входить следующие крупные этапы:

1. Предпроектное обследование, разработка технического задания на проектирование, согласование ТЗ с эксплуатирующей организацией.
2. Проектирование системы регулирования, изготовление и поставка оборудования системы регулирования.
3. Монтаж и шеф-монтажные работы, в том числе:
 - демонтаж импульсного гидромеханического контура управления и замена его на прямое управление сервомоторами регулирующих клапанов высокого давления и промперегрева посредством электрогидравлических или электромеханических преобразователей;
 - установка датчиков положения штоков сервомоторов для ввода в турбинный контроллер сигналов обратной связи;
 - установка зубчатого колеса и троированных таходатчиков для получения сигналов о частоте, скорости и ускорении вращения ротора для работы регулятора скорости и электрических автоматов безопасности (ЭАБ).
4. Комплексная диагностика и наладка автоматизированная электрогидравлическая система регулирования паровой турбины (ЭГСР), сдача системы в эксплуатацию. Обучение персонала заказчика навыкам обслуживания, гарантийное обслуживание и постгарантийное сопровождение системы.

В состав ЭГСР могут входить следующие позиции:

1. Шкаф с дублированным турбинным контроллером.
2. Шкаф управления электрогидравлическими и электромеханическими преобразователями.
3. Локальная панель управления ЭЧСР с ЖК-монитором (touch-screen) по месту в районе переднего стула турбины.
4. Аварийная панель управления.
5. Комплект датчиков специальных измерений (частоты вращения, положения сервомоторов).
6. Узлы реконструкции гидравлической части системы регулирования.

7. Исполнительные устройства (электрогидравлические и электромеханические преобразователи).

Также в состав системы могут быть включены дополнительные опции:

- Электрический автомат противоразгонной защиты. Если на турбине отсутствует механическая противоразгонная защита, обязательным является установка двух автоматов противоразгонной защиты.
- Резервный пульт управления.
- Автоматизированное рабочее место (АРМ) машиниста.
- АРМ инженера-регулировщика ЭЧСР, совмещённое со станцией архивации параметров регулирования.

В ЭГСР входят:

- осуществление первичного (нормированного) регулирования частоты вращения ротора турбины;
- осуществление регулирования:
 1. мощности по пропорционально-интегральному закону;
 2. давления пара в производственном и теплофикационном отборах;
 3. температуры, либо нагрева сетевой воды;
- формирование режимных переключений;
- режим ручного управления;
- применение коррекции частоты сети при отклонениях за счет регулятора мощности;
- ограничение ряда параметров:
 1. регулирования минимального давления свежего пара;
 2. максимального давления пара в производственном, теплофикационном отборах и в камере регулирующей ступени цилиндра высокого давления;
 3. эффективное ограничение частоты вращения при внезапном полном, либо неполном (с сохранением СН) сбросе нагрузки с отключением и без отключения генератора от сети;
 4. поддержание испытаний при проверке плотности стопорных и регулирующих клапанов;
- автоматизация процесса разворота и нагружения турбоагрегата (инициализация гидравлической защиты; прохождение при развороте критических зон с заданным темпом; автоматическое изменение темпа задатчика скорости в режиме синхронизации);
- функции противоразгонного управления;
- применение функции противоразгонной защиты, для каждого полукомплекта ЭЧСР с учетом

требований ГОСТ Р МЭК 61508 (IEC 61508) по уровню полноты безопасности SIL3;

- переход под нагрузкой на другой регулятор параметра при получении команды от АСУТП, либо от машиниста;
- переход на другой регулятор при технологической необходимости;
- своевременное формирование сигнала на отключение турбины при обнаружении факта недопустимого повышения углового ускорения ротора турбины;
- осуществление противоаварийного управления по командам релейной защиты и автоматики;
- осуществление проверки каналов противоработной защиты в трех режимах: на остановленной турбине, на холостом ходу и под нагрузкой без повышения частоты вращения;
- осуществление автономного перехода в ручной режим управления контуром при обнаружении отказа датчика регулируемого параметра;
- запуск автономного режима при потере связи с АСУТП турбоагрегата;
- ежеминутная диагностика электронной части с немедленной сигнализацией об обнаруженных отказах и отклонениях в параметрах САР.

Из производителей контроллеров систем автоматического регулирования турбин возможно указать следующих: «TREI», «Фаствел», «Модульные Системы Торнадо», так и зарубежных «Siemens», «Valmet», «Emerson» и других. Производители исполнительных механизмов, электрогидравлических преобразователей – приводы «Exlag», «Диаконт» и ЭПП-сумматоры производства Ленинградского механического завода.

Системы регулирования, такие как ЭГСР, ЭЧСР и другие должны осуществлять надежное, непрерывное и качественное управление и регулирование турбины во всех технологических режимах работы турбины. Для обеспечения безотказной и безаварийной работы, данные системы изготавливаются, как автономные с высокой эксплуатационной готовностью. Высокий коэффициент готовности ЭГСР, отсутствие ухудшения с течением времени характеристик и потребности выполнения повторных настроек, должны делать систему всегда готовой к работе, несмотря на любое время простоя.

Применение ЭГСР на бывшей в эксплуатации турбине позволит:

- снизить капитальные затраты на ремонт и обслуживание;
- значительно повысить экономическую эффективность и другие показатели;
- повысить надежность оборудования;
- провести линеаризацию статической характеристики за счет демонтажа изношенных механогидравлических узлов САР и реализации их функций в турбинном контроллере;
- сократить трудозатраты на обслуживание, а также обеспечить возможность связи

технологического процесса управления турбиной с АСУ ТП и далее с системами телемеханики и АСКУЭ в автоматическом режиме.

III. УХУДШЕНИЕ КАЧЕСТВА ОЖ

Ухудшение качества ОЖ происходит вследствие процессов гидролиза и естественного термоокислительного старения, интенсивность которого зависит от условий эксплуатации и изначального качества. Процесс существенно ускоряется в присутствии воды и при повышении температуры, а также времени воздействия высоких температур, присутствия влаги и металлических катализаторов (в первую очередь меди). Опубликованные данные по изменению показателей эксплуатационного масла ОМТИ на ТЭС «Рамин» в Иране [7] позволяют сделать вывод об аналогичной динамике ухудшения основных показателей таких огнестойких жидкостей. Возможно выделить характерное резкое повышение кислотного числа в среднем через 4 года интенсивной эксплуатации (или ранее). Таким образом, для эксплуатирующихся организаций необходимо особое внимание обращать на обеспечение обязательных и факультативных нормативных требований, предъявляемых к эксплуатационным огнестойким жидкостям.

Возможно выделить четыре наиболее значимых фактора, влияющих на продление эксплуатационного ресурса:

- условия хранения свежего и эксплуатационного масла;
- поддержание оптимального режима эксплуатации огнестойких жидкостей;
- необходимость регулярного мониторинга качества эксплуатационного масла (определение влагосодержания, кислотного числа, содержания воды, КПЧ и времени деаэрации);
- регулярное использование маслоочистительных установок, которые должны обеспечивать удаление влаги, механических примесей, воздуха, шлама и продуктов деградации масла, т.е. комплексную очистку эксплуатационного масла от загрязнений.

В соответствии с Информационным письмом ПАО «Силовые машины» №510-763-201 «Об огнестойких жидкостях в САР и системах смазки подшипников паровых турбин» критериями превышения нормативных значений эксплуатационных ОЖ являются склонность к пенообразованию, время деаэрации, способность отделяться от воды и потенциал лакообразования. Но согласно п. 5.14.12 из [5] единственным критерием отбраковки для огнестойких масел является кислотное число. С помощью эксплуатационных мероприятий (при применении соответствующих маслоочистительных установок) возможно снизить показатель по кислотному числу до величин, не превышающих нормируемые значения. В данном случае у эксплуатирующихся организаций возникает неопределенность по соответствующему нормативным документам времени эксплуатации масла с превысившим по кислотному числу значением: в ответственности технического руководителя организации лежит принятие решения либо об аварийном останове оборудования, либо о возможности работы оборудования до ближайшего планового останова. В инструкции по эксплуатации

огнестойких турбинных масел [4] содержится требование о замене масла при невозможности восстановления его качеств без останова турбоагрегата при отклонении выше нормы одного из нормируемых показателей. В соответствии с предложениями заводоизготовителей паровых турбин необходимо внести в инструкции по эксплуатации огнестойких турбинных масел генерирующих компаний корректировки в части контролируемых норм качества, и определить (уточнить) перечень показателей качества, по которым можно отбраковывать масло в случае невозможности его очистки в условиях станции. Эффективные современные маслоочистительные установки позволяют значительно продлить срок службы ОЖ. И как показывает зарубежный опыт эксплуатации мощного паросилового оборудования, целесообразно и необходимо, чтобы маслоочистительное оборудование (МОО) было в штатном составе турбоагрегатов. Требуется комплексное решение – качество исходной ОЖ, система подготовки маслосистем перед заливом масла, единые требования к эксплуатационным характеристикам при приеме и применении ОЖ, эффективная комплексная очистка огнестойких жидкостей и возможность восстановления качества отработанных огнестойких жидкостей.

Современные масла (и новые ОЖ) изготавливаются из различного сырья с применением разнообразных композиций (пакетов) присадок, поэтому актуальным становится не только выбор высококачественного масла, но и применение масел совместимых при смешении.

Применение ОЖ разных зарубежных производителей и отсутствие нормативно-технической базы по организации контроля их качества не всегда позволяет руководству и обслуживающему персоналу ТЭС четко определять корректные сроки замены огнестойких жидкостей. Также актуальным становится принцип унификации применения, замещение импортных ОЖ отечественными аналогами, разработка и утверждение регламента контроля качества с использованием отечественных приборов и методик.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с вводимыми в Европе и в мире ограничениями по использованию трикселинифосфатов, а также в связи с отсутствием в РФ предприятий добычи ксиленольной фракции каменноугольной смолы, в последние годы в России активно развивается технология производства ОЖ на основе бутилированных фенолфосфатов. Одним из важнейших факторов, лежащих в основе вводимых запретов лежит токсичность трикселинифосфатов, в особенности воздействие на репродуктивную функцию человека. Свойства ОЖ на основе бутилированных фенолфосфатов отличаются от ОЖ на основе трикселинифосфатов, что также потребует разработки новых требований и соответственно НТД по применению и контролю качества новых ОЖ в паровом турбомашиностроении. Важной стратегической задачей энергобезопасности страны является разработка отечественной огнестойкой жидкости, обеспечивающей бесперебойное функционирование систем электрогидравлического регулирования и смазки турбоагрегатов, производимой из доступного на территории РФ сырья.

Возможно перечислить некоторые научные организации и производители материалов (нефтехимических жидкостей), активно участвующие в процессе создания новых ОЖ на основе бутилированных

фенилфосфатов: исследовательский центр ООО «РН-ЦИР» (НК «Роснефть»), ООО «НПП Квалитет», кафедра химии и технологии смазочных материалов и химмотологии ФГАУО ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»», компании ПАО «Лукойл», Castrol и др.

Наиболее перспективными огнестойкими жидкостями возможно назвать алкилированные трифенилфосфаты, а именно трет-бутилированные производные, физико-химические свойства которых возможно варьировать в широком диапазоне в зависимости от соотношения фенол/алкилфенол в исходной сырьевой смеси. Одной из актуальных задач производителей новых огнестойких жидкостей является изучение зависимости характеристик синтетических огнестойких жидкостей от качественного и количественного состава используемого для фосфорилирования алкилата, а также изучение возможности улучшения ряда эксплуатационных свойств посредством введения функциональных добавок.

Применение в системах регулирования паровых турбин блоков ПГУ бутилированных фенолфосфатов потребует пересмотра нормативно-технической документации. Основные эксплуатационные качества жидкостей из трет-бутилфенол фосфата немного хуже аналогичных жидкостей, произведенных из трикселинифосфата (время деазрации, пенообразование и т.д.), но их существенно более низкие показатели по токсичности с учётом современного развития химической индустрии могут вывести такие жидкости в будущем на первый план среди эксплуатационных жидкостей в САР паровых турбин (ПТ). Возможно отметить существенно более низкие капитальные затраты по организации производства данных ОЖ, по сравнению с необходимостью сооружения и эксплуатации предприятий 1-й категории опасности при производстве ксиленилфосфатных масел. К настоящему времени имеется несколько производителей ОЖ на основе бутилированных фенолфосфатов, в том числе в России.

Необходимо отметить большой интерес эксплуатирующих компаний по отказу от использования гидравлических жидкостей в системах регулирования и минимизации затрат по используемым сейчас жидкостям (разработка единой нормативно-технической базы по организации контроля их качества, унификация применения масел, замещение импортных масел отечественными аналогами, исследования возможности смешения разных жидкостей и математическое моделирование ускоренного процесса старения огнестойких жидкостей).

Таким образом, в качестве итога, возможно отметить необходимость и возможность перехода с гидравлических систем регулирования на электромеханические с целью уменьшения объёмов маслосистемы турбогенераторов или полного отказа от использования масел. Одновременно, в более короткой перспективе (порядка 3–7 лет), целесообразен переход с более токсичных огнестойких жидкостей в САР ПТ на ОЖ на основе бутилированных фенолфосфатов, что потребует пересмотр НТД, а также большую

организационную работу в эксплуатирующих организациях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Огнестойкие турбинные масла / Под ред. Иванова К.И. М.: Химия. 1974. 165 с.
- [2] Охлопков А.В. Исследование причин старения и снижения эксплуатационного ресурса огнестойких масел в системах автоматического регулирования паровых турбин блоков ПГУ // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тезисы докладов двадцать седьмой международной научно-технической конференции студентов и аспирантов, Москва, 11–12 марта 2021 года. Москва: Общество с ограниченной ответственностью "Центр полиграфических услуг "РАДУГА", 2021. С. 901.
- [3] ГОСТ 6370-2018. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200160609> - Заглавие с экрана (дата обращения: 18.11.2021).
- [4] Руководство по эксплуатации «Проведение работ по маслосистемам турбоагрегатов при применении огнестойкого масла» 1640 РЭ 01, ПАО «Силовые машины», 2019.
- [5] СТО 70238424.27.100.053-2013. Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. НП «ИНВЭЛ», 2013.
- [6] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (СО 153-34.20.501-2003). Утверждены приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229, зарегистрированы Минюстом России 20.06.2003, рег. № 4799.
- [7] Cheraghi S. Опыт работы с огнестойким маслом для систем регулирования турбин на ТЭС "Рамин" // Теплоэнергетика. 2019. № 3. С. 33-41.