

ИННОВАЦИОННЫЙ ЕВРАЗИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
МАГИСТРАТУРА
Кафедра «Теплоэнергетики и металлургии»

Магистерская диссертация

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ПРОМЫВКИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ
ТУРБИН РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ
РАЗВИТИЯ**

6N0717 «Теплоэнергетика»

Исполнитель _____ Ильмухамедов А.Т.

Научный руководитель
Д.т.н., профессор _____ Глазырин А.И.

Допущен к защите:

Зав кафедрой «Теплоэнергетика и металлургия»

Д.т.н., профессор _____ Никифоров А.С.

Павлодар, 2008

РЕФЕРАТ

Тема данной работы «Технологические режимы промывки проточной части турбин различных параметров и перспективы их развития».

Актуальность заключается в необходимости проведения периодических промывок проточной части турбин от отложений.

Целью работы является анализ существующих способов промывки с перспективой поиска новых реагентов, а также схем промывок.

Основной задачей данной работы является исследование существующих способов и схем промывок.

Новизна заключается в предложении по упрощению промывки проточной части турбины.

Практическая значимость состоит в экономии средств и времени на промывку турбин от отложений.

Теоретическая значимость заключается в предпосылке к использованию новых реагентов и схем промывок.

В первой главе данной работы дана характеристика состава отложений в турбинах среднего, высокого и сверхкритического давления.

Во второй главе исследуются этапы развития технологии очистки проточной части турбин

В третьей главе, рассмотрены особенности организации и проведения промывки паровых турбин «на ходу» при сниженных параметрах.

В четвертой главе рассматриваются вопросы проведения промывки турбин сверхкритических параметров растворами гидразина и аммиака при сниженных параметрах.

В пятой главе рассматриваются вопросы промывки турбин сверхвысокого давления раствором пипередина под нагрузкой. Приводятся оптимально рекомендуемые графики давления и концентрации растворов при проведении промывки.

В шестой главе исследуются вопросы технологии и схемного решения при использовании в качестве реагентов для промывки турбин комплексонов, в частности трилона Б.

СОДЕРЖАНИЕ

- Введение
- 1 Состав отложений
 - 1.1 Состав отложений в турбинах среднего давления
 - 1.2 Состав отложений в турбинах высокого давления
 - 1.3 Состав отложений в турбинах сверхвысокого давления
- 2 Этапы развития технологии очистки проточной части турбины
- 3 Схемы промывок паровых турбин «на ходу» и организация промывки
- 4 Химическая очистка турбин сверхкритических параметров при дозировке аммиака и гидразин-гидрата
- 5 Химическая промывка пиперидином турбин СКД от водонерастворимых отложений при работе их под нагрузкой
 - 5.1 Описание реагента
 - 5.2 Химическая промывка турбины под нагрузкой
 - 5.3 Проверка эффективности промывки турбины.
- 6 Химическая очистка турбин сверхкритических параметров с использованием комплексонов
- 7 Проведение промывки серной кислотой в перегретом паре
 - 7.1 Серная кислота (H_2SO_4), и ее свойства.
 - 7.2 Программа опытной высокотемпературной промывки турбин Аксуской ТЭС на сниженных нагрузках
- Заключение
- Список использованных источников

Аннотация

В магистерской диссертации приведены исследования, а также проведен анализ способов химической очистки проточной части турбины. Приведены различные схемы с использованием наиболее целесообразных и эффективных реагентов для промывки проточной части турбин. Представлены схемные решения для проведения промывки различными реагентами, диаграммы и графики построенные по результатам проведения промывки.

The summary

There are investigations and analyses of chemical washing out of the turbine. There are different schemes with effective reagents for washing out of the turbine. Various schemes for washing out of the turbine with plenty reagents, diagrams and draws made by results puring.

ВВЕДЕНИЕ

Энергетический сектор обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства, во многом определяет формирование основных финансово-экономических показателей страны. Природные топливно-энергетические ресурсы, производственный, научно-технический и кадровый потенциал энергетического сектора экономики являются национальным достоянием и эффективное его использование создает необходимые предпосылки для вывода экономики страны на путь устойчивого развития, обеспечивающего рост благосостояния и повышения уровня жизни населения.

Одной из основных узлов на предприятиях добывающих электро- и теплоэнергию является турбина.

Отложения в проточной части паровых турбин приводят к снижению их мощности. Так по данным статистики, 1 кг отложений в проточной части турбины блока 300 МВт, снижают экономичность ее примерно на 1,1%. Образование этих отложений зависит непосредственно от качества пара, поступающего из котельных агрегатов в турбину. Появление жидкой фазы способствует переходу примесей из парового раствора в водный, предотвращая выпадение ее в виде твердой фазы. Однако по некоторым компонентам обеспечение столь жестких норм чистоты перегретого пара оказывается весьма затруднительным. В особенности сложным оказывается выполнение этих требований применительно к условиям закритических параметров, резко увеличивающих возможности выноса примесей в виде парорастворов непосредственно в турбину. Это связано как с ростом давления, увеличивающим растворяющую способность пара, так и с неизбежностью прямоточной схемы котлоагрегата. Кроме того, в ряде случаев заносы паровых турбин являются следствием недостаточно хорошей химической очистки самого котлоагрегата или не налаженности его водного режима. В этих случаях возможности заноса проточной части турбины также увеличиваются для установок с прямоточными котлами в сравнении с барабанными для равных давлений.

Из числа водонерастворимых отложений своеобразной характеристикой обладают железистоокисные соединения. Растворимость их в паре уменьшается со снижением давления и увеличивается при уменьшении температуры. Так как в турбине процесс снижения давления сопровождается уменьшением температуры, то растворимость оксидов железа при переходе от одной ступени турбины к другой изменяется мало. Этим условиям отвечает характерное для турбин любых давлений равномерное распределение железистоокисных отложений по всем ступеням турбин, работающим в области перегретого пара.

Переход к установкам на закритические параметры вызвал появление в головной части паровых турбин медистых отложений. Причина их образования

заключается в резко возрастающей растворяющей способности перегретого пара в отношении оксидов меди при переходе к закритическим давлениям. В результате перегретый пар выносит из котлоагрегата в турбину количество меди, существенно превышающее его растворяющую способность уже на первых же ступенях турбины, и избыточное количество меди выпадает в виде твердой фазы на первых ступенях турбины. Наряду с оксидами меди в головной части машин, а также на последующих ступенях наблюдаются отложения и кремниевых соединений.

Отложения примесей в проточной части турбин уменьшают проходные сечения и увеличивают сопротивление по ее тракту за счет роста скоростей пара и шероховатости поверхностей элементов турбины. Это приводит к снижению относительного КПД турбины и уменьшению вырабатываемой ею мощности. В эксплуатации наличие отложений обычно приводит к росту давления пара перед регулирующей ступенью. Для турбин СКП блоков мощностью 300 МВт наличие отложений в ЦВД, соответствующее росту давления в регулирующей ступени на 5 %, приводит при постоянном расходе пара к снижению мощности до 290—295 МВт. При вдвое большем росте давления в регулирующей ступени (т.е. до 10 %) мощность турбины снижается до 270 МВт. Для восстановления мощности турбины приходится повышать расход пара на нее и соответственно паропроизводительность котла, что приводит к перерасходу топлива. Таким образом, отложения в турбине снижают экономичность блока. В связи с этим фактом турбины должны периодически подвергаться промывкам, т.е. удалению отложений из проточной части.

Задача магистерской работы заключается в исследовании существующих технологических и схемных решений проведения промывок проточной части турбин, а также в выборе направления в котором следует вести работы, с целью повышения экономичности и надежности как промывок так и эксплуатации турбин.

1 СОСТАВ ОТЛОЖЕНИЙ

1.1 Состав отложений в турбинах среднего давления

Чистота внутренней поверхности проточной части турбин является одним из объективных показателей состояния водного режима и водоподготовки на ТЭС. Быстрое загрязнение турбин отложениями свидетельствует о неправильной организации водного режима или о систематических его нарушениях. Химический состав отложений, обнаруживаемых в турбинах, однозначно указывает на то, что источником их появления являются примеси, содержащиеся в паре.

Качественный состав примесей в паре, а следовательно, и качественный состав отложений по паровому тракту связаны с составом примесей питательной и котловой воды. Рассмотрим эту связь подробнее. Для барабанных парогенераторов среднего давления добавочную воду обычно глубоко умягчают, частично снижают щелочность, но не обескремнивают. В питательной воде таких парогенераторов всегда присутствуют хлориды, сульфаты и бикарбонаты или карбонаты натрия, кремниевая кислота, органические вещества, а также продукты коррозии. В результате гидролиза фосфатов натрия, вводимых в котловую воду и гидролиза бикарбоната или карбоната натрия в котловой воде парогенераторов среднего давления возникает едкий натр. По сравнению с питательной водой рН котловой воды возрастает на 2—3 порядка, достигая значений около 10,5—12,0. Высокая температура и сильнощелочная среда способствуют растворению дисперсных частиц кремниевой кислоты, разрушению силикатов и увеличению в котловой воде концентрации SiO_3^{2-} , HSiO_3^- . Так как растворимость в насыщенном паре всех перечисленных примесей при давлениях менее 7,0 МПа мала, то чистота насыщенного пара барабанных парогенераторов определяется величиной капельного уноса, т. е. влажностью пара. При организации водного режима этих котлов широко применяют ступенчатое испарение и обязательно используют непрерывную и периодические продувки. Влага, уносимая паром из барабана, это капли котловой воды. В них наряду с растворенными примесями котловой воды (NaCl , Na_2SO_4 , NaOH , Na_2CO_3 , фосфаты и силикаты натрия) присутствуют также тонко- и грубо-дисперсные примеси котловой воды ($\text{Mg}(\text{OH})_2$, MgSiO_3 , Fe_3O_4 , гидроксилпатит и др.).

Исследования показали, что в системе Na_2SO_4 — NaCl — NaOH — H_2O при средних давлениях по достижении некоторого перегрева начинается кристаллизация солей. Первым из раствора выделяется Na_2SO_4 , при дальнейшем перегреве в твердую фазу выделяется одновременно NaOH и NaCl , при еще большем перегреве продолжается кристаллизация одного NaCl . В условиях,

когда жидкая фаза перемещается и перестает контактировать с выкристаллизовавшимися ранее солями, при дальнейшем перегреве состав жидкой фазы перестает изменяться.

Состав отложений в проточной части турбин среднего давления находится в связи с начальными параметрами пара. Когда в турбины среднего давления подается пар непосредственно от барабанных парогенераторов среднего давления, в отложениях преимущественно обнаруживают соли натрия, такие, как Na_2CO_3 , Na_2SiO_3 , NaCl , Na_3PO_4 . В общем количестве отложений содержание солей натрия составляет 90—95%. Другие компоненты, а именно окислы железа, свободная кремнекислота (SiO_2), соединения кальция и магния, находятся в незначительном количестве.

Когда в турбины среднего давления подается пар от предвключенных турбин высокого давления, состав отложений в турбинах среднего давления получается аналогичным составу отложений в средней и хвостовой частях турбин высокого давления.

1.2 Состав отложений в турбинах высокого давления

Для барабанных парогенераторов высокого (10,0—12,5 МПа) и сверхвысокого (15,5—18,5 МПа) давлений добавочную воду всегда обескремнивают и с большей или меньшей полнотой обессоливают. Качественный состав примесей питательной воды барабанных парогенераторов любого давления однообразен, однако, концентрации примесей в питательной воде котлов высокого давления существенно меньше. Так как режимы фосфатирования котловой воды в барабанных парогенераторах при высоком давлении иные, чем при среднем, то рН котловой воды чистого отсека котлов высокого давления держится на более низком уровне (9,3—9,5). В связи с этим большая часть, кремниевой кислоты остается в растворе в виде недиссоциированных молекул, а какая-то часть, возможно, и в коллоидном состоянии.

Основными компонентами растворенных примесей котловой воды парогенераторов высокого давления являются хлориды, сульфаты и фосфаты натрия, а также свободная кремнекислота. В виде грубой взвеси (котельный шлам) и в дисперсном состоянии в котловой воде присутствуют главным образом продукты коррозии — окислы железа, меди и гидроксилapatит — $3\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2\text{-Ca}(\text{OH})_2$.

При бесфосфатном режиме котловая вода парогенераторов высокого давления не содержит фосфатов. В растворенном состоянии в котловой воде, помимо хлоридов и сульфатов натрия, содержатся также хлориды и сульфаты кальция и магния, свободная кремнекислота. В тонко- и грубодисперсном состоянии присутствуют продукты коррозии — окислы железа и меди.

Чистота насыщенного пара барабанных парогенераторов высокого давления определяется двумя факторами — растворимостью веществ в насыщенном паре и капельным уносом. Из числа примесей котловой воды заметной растворимостью в насыщенном паре при давлениях от 10,0 до 18,5

МПа обладают кремниевая кислота и хлористый натрий. В процентном выражении их вынос намного больше, чем вынос других примесей котловой воды.

В случаях, когда фактическая концентрация того или иного соединения в паре меньше его растворимости, вся примесь в перегретом паре будет находиться в состоянии ненасыщенного парового раствора. В случаях, когда фактическая концентрация примеси в паре превышает ее растворимость, часть примеси должна выделяться в твердую фазу. Концентрация примеси, остающейся в паровом растворе, будет равна растворимости, по отношению к этой примеси паровой раствор будет находиться в состоянии насыщения.

По отношению к Na_2SO_4 и другим примесям, выделяющимся в твердую фазу в процессе перегрева или находившимся в паре в виде твердой фазы еще до перегрева, пар, выходящий из пароперегревателя, является насыщенным паровым раствором.

Проходя проточную часть турбины, пар расширяется, и его параметры быстро снижаются. С уменьшением давления и температуры растворимость всех солей, окислов железа и меди, а также свободной кремнекислоты уменьшается. Для примесей, которые в паре начальных параметров находились в состоянии насыщенного раствора, состояние пересыщения и следовательно, начало выпадения твердой фазы из парового раствора наступает тем раньше, чем меньше их растворимость. Для примесей, которые в паре начальных параметров находились в состоянии ненасыщенного раствора, состояние насыщения наступает тогда, когда фактическая концентрация примеси становится равной растворимости. При последующем снижении параметров пара и соответственно растворимости вещества паровой раствор становится пересыщенным, и из него начинает выделяться твердая фаза.

По отношению к окислам железа пар высоких и сверхвысоких параметров всегда является насыщенным раствором, следовательно, осаждение окислов железа из парового раствора должно начинаться с первых ступеней турбины. В связи с медленным снижением растворимости окислов железа по мере снижения параметров их выделение должно захватывать значительный участок проточной части турбины. По отношению к Na_2SO_4 , Na_2SiO_3 , Na_3PO_4 пар начальных параметров, как правило, является насыщенным, а по отношению к NaCl — ненасыщенным раствором. Следовательно, начало выделения Na_2SO_4 , Na_2SiO_3 , Na_3PO_4 должно предшествовать началу выделения NaCl . В связи с быстрым снижением растворимости солей натрия по мере снижения параметров пара выделение их в твердую фазу должно распространяться на ограниченный участок проточной части турбины.

Известно, что в контакте с перегретым паром может сосуществовать несколько модификаций свободной кремнекислоты, в частности кристаллический кварц и аморфная кремнекислота. Так как при одинаковых параметрах пара растворимость у кварца существенно меньше, чем у аморфного кремнезема, выделение твердой фазы кварца должно начинаться в турбине раньше, чем аморфной кремнекислоты.

Твердая фаза того или иного вещества не должна выделяться из парового раствора в пределах турбины в том случае, когда фактическая концентрация этого вещества в паре начальных параметров меньше величины его растворимости при минимальных параметрах перегретого пара в турбине. Если в турбине есть ступени, где пар увлажняется, то при поступлении пара в эти ступени все примеси, содержащиеся в нем, должны распределяться соответственно своим коэффициентам распределения между двумя фазами - жидкостью и насыщенным паром. Так как растворимость солей натрия в жидкой фазе весьма велика, образующаяся двухфазная система по этой примеси не достигает состояния насыщения. Следовательно, выделения солей натрия из потока влажного пара происходить не может.

В отложениях, образующихся в проточной части паровых турбин высокого давления, встречаются все примеси, содержащиеся в перегретом паре. В их расположении по длине проточной части турбин наблюдается определенная закономерность, согласующаяся с имеющимися данными о растворимости индивидуальных веществ в перегретом паре. В цилиндре высокого давления (ЦВД) в отложениях обычно преобладают соли натрия (20—50%), окислы железа и меди (40—70%).

Необходимо учесть, что для начала выделения необходимо некоторое пересыщение, так называемый кристаллизационный напор. Поэтому зоны действительного отложения вещества всегда несколько сдвинуты по направлению к последним ступеням турбины.

В цилиндре низкого давления (ЦНД) преобладают свободная кремнекислота (40—80%) и окислы железа (10—12%).

Химические анализы отложений позволяют обнаружить в них силикаты, карбонаты, хлориды и фосфаты натрия. Содержание соединений кальция и магния в отложениях невелико, обычно менее 5%.

Специальные исследования фазового состава отложений в турбинах показали, что наряду с механической смесью кристаллов, таких простых соединений, как магнетит (Fe_3O_4), хлористый натрий (NaCl), в отложениях имеются двойные соли и сложные минералы, такие, как ферросиликат натрия, алюмосиликат натрия и др. Свободная SiO_2 осаждается в турбине в виде минералов кристобалита, кристаллического кварца и опала ($\text{SiO}_2\text{-nH}_2\text{O}$). В диапазоне давлений от 20 до 3 МПа она выделяется в форме кварца и кристобалита, а при давлениях менее 3 МПа - в аморфном состоянии в форме опала. Ближе к хвостовой части турбины процент гематита в отложениях обычно увеличивается. Присутствие в отложениях турбин сложных минералов указывает на то, что процессы образования твердой фазы из смесей веществ, протекают иначе, чем процессы кристаллизации индивидуальных веществ. Для получения более полных и правильных представлений об этих процессах необходимо изучать равновесия в многокомпонентных системах при различных параметрах перегрева пара.

Количество отложений по отдельным ступеням турбины распределяется очень неравномерно. Как правило, на самых первых по ходу пара ступенях турбин высокого и среднего давления абсолютное количество отложений мало.

На последующих ступенях количество отложений возрастает, достигает максимума и снова снижается. Ступени влажного пара обычно бывают чистыми. Область расположения максимума отложений у разных турбин различна. Местоположение максимума отложений связано с составом примесей пара, их концентрацией, с конструктивными особенностями турбины и режимом эксплуатации.

Распределение отложений по поверхности отдельных ступеней турбины также характеризуется большой неравномерностью. Толщина отложений бывает больше на выпуклой части и у выходных кромок лопаток, а также вблизи мест крепления лопаток (у основания и обода), в неплотностях стыков бандажей и в отверстиях дисков. Неравномерность распределения отложений в поперечном сечении турбины обуславливается особенностями гидродинамики потока, поскольку параметры пара по сечению почти не меняются. По-видимому, с гидродинамикой потока связаны иногда незначительные, а в отдельных случаях существенные различия в количественном и качественном составе отложений на диафрагмах и рабочих лопатках в соседних ступенях турбины. Необходимо отметить, что при соблюдении норм для качества пара значительные загрязнения проточной части турбин встречаются редко; обычно даже после длительной эксплуатации на лопаточном аппарате наблюдается лишь легкий налет, только местами образующий незначительные скопления.

1.3 Состав отложений в турбинах сверхвысокого давления

Отложения примесей в проточной части имеют наибольшее значение для турбин СКП, так как проходные сечения в головной части таких машин наименьшие, а возможности уноса примесей из котла наибольшие. Растворимость примесей в паре определяется его плотностью. По мере движения пара через турбину его плотность непрерывно уменьшается и соответственно снижается растворимость большинства примесей в перегретом паре. В связи с этим примесь, находившаяся в головной части турбины в истинно растворенном состоянии, в определенном месте проточной части начнет выпадать из раствора в паре.

Растворимость примесей при любом давлении в воде более значительна, чем в паре. Поэтому выпадение любой примеси в виде твердых отложений в турбине не происходит, если концентрация этой примеси на входе в турбину будет меньше ее растворимости при тех параметрах пара, при которых начинается его увлажнение и переход примеси из перегретого пара во влагу, в виде истинного раствора. При более высоких концентрациях на входе в турбину отложения в ее проточной части возможны. Определенные экспериментально растворимости примесей, соответствующие этим условиям, весьма малы и практически недостижимы. Однако это и не требуется. Следует иметь в виду, что опытные данные получены при поддержании параметров среды постоянными, когда достигается равновесное состояние. В реальных условиях динамики проточной части пар проходит всю турбину за доли секунды. При

этом примеси, не успевая выпасть в твердую фазу в расчетной ступени, растворяются во влаге в последующих ступенях.

Непосредственно влиять на водно-химический режим паровых турбин в процессе их эксплуатации невозможно. Влияние на водный режим турбин можно оказывать только изменяя водный режим предшествующих элементов.

Надежность водно-химического режима паровых турбин обеспечивается проведением химических очисток проточной части паровых турбин, но не чаще, чем в периоды капитальных ремонтов.

В принципе в проточной части возможны отложения легкорастворимых примесей, например натриевых соединений. Поэтому чистота пара нормируется и по этому показателю. Однако после вскрытия турбины легкорастворимые соединения в отложениях не обнаруживаются, так как каждый останов турбины, а в значительной мере и снижение ее мощности представляют собой самопромывку турбины влажным паром.

Неизбежной составляющей отложений в проточной части являются железооксидные соединения, полностью избежать которых, невозможно. Сталь является основным, а в ряде случаев единственным конструкционным материалом современных энергоблоков. Кроме того, в отличие от других примесей пара, железооксидные соединения имеют отрицательный коэффициент растворимости. По ступеням турбины происходит снижение давления (плотности) пара, что уменьшает растворимость в нем железооксидных соединений. Однако одновременно снижается и температура пара, что, наоборот, повышает растворимость в нем железооксидных соединений. Поэтому железооксидные отложения образуются довольно равномерно практически по всем ступеням проточной части турбин любых параметров.

Переход к установкам на закритические параметры вызвал появление в головной части паровых турбин медистых отложений. Причина их образования заключается в резко возрастающей растворяющей способности перегретого пара в отношении оксидов меди при переходе к закритическим давлениям. В результате перегретый пар выносит из котлоагрегата в турбину количество меди, существенно превышающее его растворяющую способность уже на первых же ступенях турбины, и избыточное количество меди выпадает в виде твердой фазы в головной части машины. Наряду с оксидами меди в головной части машин, а также на последующих ступенях наблюдаются отложения оксидов железа, а часто и кремниевых соединений.

Вывод: в результате анализа характера отложений в турбинах с разными давлениями отложения в проточной части различны как по составу, количеству, так распределению по длине и по сечению.

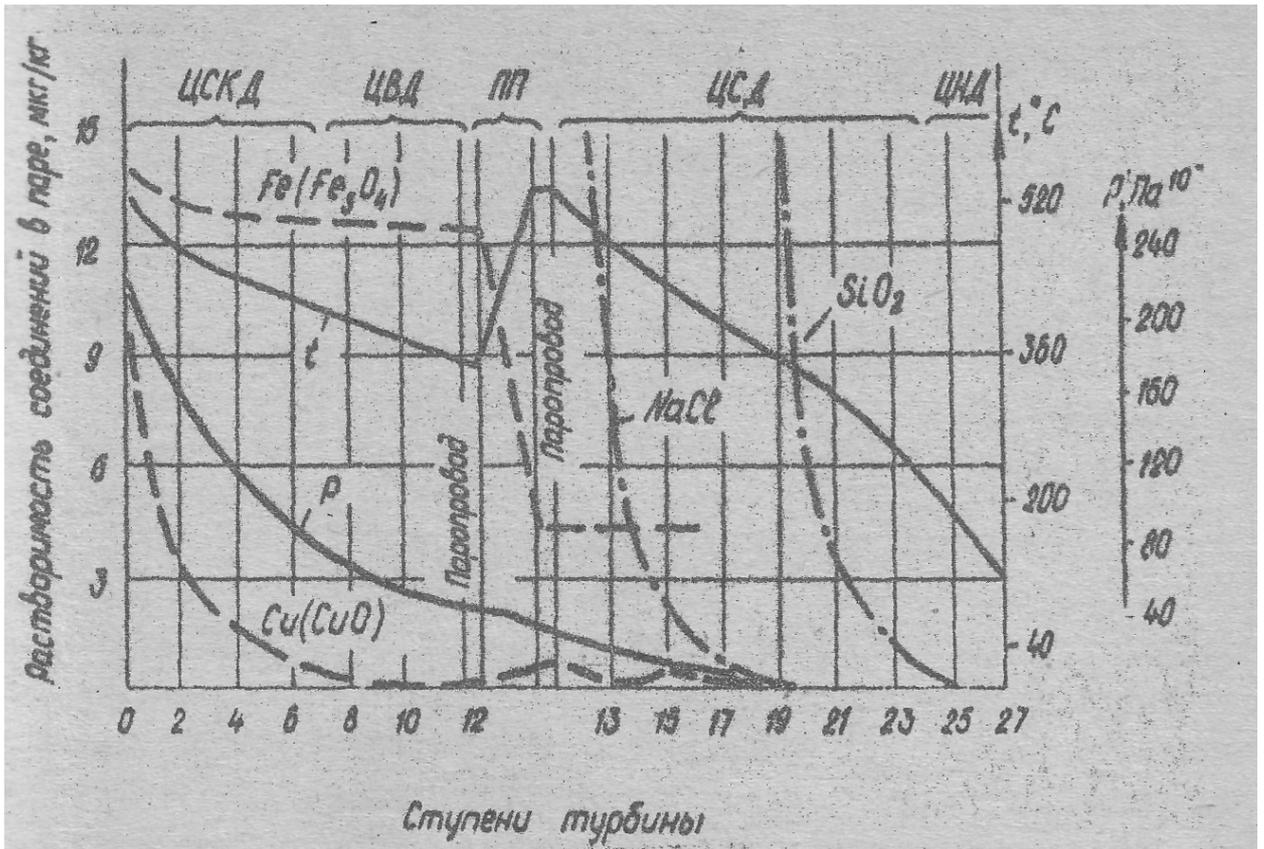


Рисунок 1.1 – Изменение параметров пара и растворимости различных соединений по ступеням турбины К-300-240

2 ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИНЫ

Этапами в развитии очисток паровых турбин были водные промывки остановленной машины, водно-паровые и щелочные промывки «на ходу» и воднохимические очистки при работе на валоповороте. Из числа этих промывок в настоящее время используются только водно-паровые промывки влажным паром, причем или как самостоятельная операция для удаления водорастворимых отложений, или как завершающая операция после химической очистки.

Преобладание водонерастворимых соединений в отложениях на лопатках турбин сверхвысоких параметров потребовало разработки специальных химических методов очистки. При этом использовался опыт, накопившийся при удалении аналогичных отложений из котельных агрегатов, а также опыт очисток турбин влажным паром «на ходу» при сниженной нагрузке.

Имевшийся небольшой опыт химических очисток мощных турбин при работе на валоповороте был использован для проверки эффективности применения различных химических реагентов. Основным методом очистки стала очистка турбины на ходу. Очистка на валоповороте требовала длительного (5-6 сут) простоя турбины; она применяется в настоящее время только при совмещении химической очистки с капитальным ремонтом.

Для турбины, учитывая организацию рабочего процесса в ней, водные промывки легко могут быть заменены промывками влажным паром, т. е. промывкой на ходу, причем увлажнение пара может производиться как за счет впрыска конденсата, так и за счет впрыска раствора того или иного реагента. В ряде случаев конденсат установки постоянно содержит в себе отмывочный реагент, это имеет место, например, при амминировании питательной воды. Промывки турбин на ходу более прогрессивны, так как проводятся при частичной нагрузке (10—25 %). Это существенно уменьшает недовыработку электроэнергии, как в процессе самой отмывки, так и за счет сокращения времени сброса нагрузки для очистки и подъема нагрузки после очистки.

В настоящее время очистки оборудования ТЭС от отложений применяются только химические.

Назначение очисток — удаление отложений, которые накапливаются и могут нарушить нормальную эксплуатацию.

В результате химических очисток не избежать следующих пунктов: некоторая недовыработка электроэнергии, расходы на реагенты, трудозатраты на проведение очистки, мероприятия по обезвреживанию сбрасываемых вод. В связи с этим избранный водный режим блоков должен быть таким, чтобы межпромывочный период для блоков был наиболее значительным — в пределе желательно, чтобы он был равен длительности между капитальными ремонтами, а сама химическая очистка совмещалась с капитальным ремонтом.

Технология химической очистки зависит, прежде всего от избранного реагента и от состава отложений. В прежние годы практически единственным

реагентом была ингибированная соляная кислота. Затем стали применять гидразинно-кислотные очистки, а позднее начали использовать лимонную и другие органические кислоты, и, наконец, появились комплексоны, их композиции с органическими кислотами.

Для оценки реагентов ранее применялась единственная характеристика - количество отмытых отложений. Такая оценка не только недостаточна, но и неверна. С этой точки зрения, соляная кислота могла бы быть признана наилучшим реагентом. Однако соляная кислота — наиболее агрессивный реагент, который даже при наличии ингибиторов приводит к большому растравлению отмываемой поверхности и ее последующей интенсивной коррозии. Кроме того, при солянокислотной очистке оксиды железа переходят в воду в виде крупной взвеси, склонной к оседанию на отмытых поверхностях. В ряде случаев применение соляной кислоты категорически противопоказано, например, для поверхностей из аустенитных нержавеющей сталей.

Наиболее правильная оценка реагентов для очистки должна предусматривать, прежде всего хорошее состояние отмытой поверхности, она не должна быть обнажена (на ней должна образоваться защитная пленка); быстрый выход на нормируемые показатели в начальный период эксплуатации; отсутствие взвешенных оксидов железа, предупреждающее повторное осаждение на стали; отсутствие необходимости обеспечения значительных избытков реагентов в воде; невысокие концентрации железа в сбрасываемом отмывочном растворе.

Высокими отмывочными качествами обладает лимонная кислота, применяемая в виде моноцитрата аммония, преимуществом которого является его универсальность, позволяющая отмывать как отложения продуктов коррозии, так и кальциевые накипи. При использовании кислот, в том числе и органических, для протекания реакции с катионами отложений необходимо иметь в растворе существенный избыток реагента, например, до 4%, т. е. 40 г/кг, сбрасываемый бесполезно.

Избыточные концентрации кислот в растворе необходимы, потому что создаваемые лимонной и другими органическими кислотами комплексы с катионами отложений обладают относительно невысокой химической стойкостью. Более прочные комплексы со всеми катионами отложений образуют комплексоны, например ЭДГУ, как в кислотной, так и в солевых формах. В связи с этим, нет необходимости иметь в растворе избыточную концентрацию комплексона сверх расчетной по стехиометрическим соотношениям для отмывки определенного количества отложений, т.е. весь введенный комплексон будет израсходован полностью. Еще больший эффект очистки дают композиции одной из солевых форм ЭДГУ, например трилона Б с лимонной кислотой, так как при этом комплексование идет по стехиометрическим соотношениям. Соотношение обоих компонентов, т.е. кислотность исходного раствора, зависит от химического состава отложений. В последние годы лимонную кислоту заменяют в композициях другими органическими кислотами и ведут опытные работы по использованию минеральных кислот в композициях с комплексонами.

Для перлитных сталей после химической очистки такими реагентами, как например, соляная кислота, проводилась пассивация раствором аммиака, или нитритно-аммиачная пассивация. Некоторую, хотя и слабую защиту стали они создают, при использовании для очисток комплексонов или композиций с ними очищенная поверхность оказывается в определенной мере запассивированной. В этих условиях этап пассивации не улучшает состояние поверхности стали, а лишь излишне увеличивает вредные сбросы, расходы воды на очистку и ее длительность. Поэтому проведение такой пассивации нецелесообразно, тем более что есть возможность проведения комплексонной пассивации в процессе растопки. Она может применяться после любого промывочного раствора и особенно после промывки композициями комплексона и органической кислоты.

Промывочные воды должны сбрасываться в водоемы. Существуют определенные предельно допустимые концентрации (ПДК) для сброса таких растворов, устанавливаемые для водоемов санитарно-бытового и рыбохозяйственного водопользования. Для соблюдения этих норм необходима предварительная обработка сбрасываемых растворов.

Используются различные методы очисток сбрасываемых вод, но все они чаще всего осуществляются в несколько этапов. К ним относятся подкисление, подщелачивание, аэрация, обезвоживание осадка, биохимическая очистка и др.

В следующих главах рассмотрен и приведен анализ наиболее эффективных схем и реагентов для очистки проточной части турбины сверхвысокого давления.

3 СХЕМА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВОК ПАРОВЫХ ТУРБИН «НА ХОДУ»

Промывки паровых турбин под нагрузкой являются весьма ответственной операцией и проводятся по схемам, разработанным энергосистемами для различных типов турбин и турбинных установок, особенно в зависимости от их параметров. Так, наличие для турбинной установки промежуточного перегрева вносит свои специфические особенности в схему: необходим отвод влаги из пара после ЦВД перед направлением пара в промежуточный пароперегреватель и увлажнение пара перед ЦСД или обвод промежуточного пароперегревателя. При разработке схемы промывки необходимо учитывать и условия надежной работы котла, связанного с турбиной. Так, при прямоточных котлах приходится нагрузку на них поддерживать на уровне не менее 30% для обеспечения надежной работы, в то время как расход пара на турбину должен быть существенно меньшим. В связи с этим должно быть обеспечено использование избыточного пара. Кроме того, парогенератор высокого давления и тем более прямоточный, не может питаться загрязненным конденсатом отмываемой турбины. Поэтому если после конденсатоочистки в результате истощения обменной емкости ФСД в процессе химической очистки качество конденсата не будет удовлетворять нормам, то питание котла следует перевести на другой источник. Для этого необходимо иметь достаточно большие баки для запаса чистого конденсата и продумать возможности использования загрязненного конденсата после конденсатоочистки.

Паровая турбина выводится на промывку при увеличении давления за соплами первой ступени ЦСД на 15% (промывается только ЦСД) и при росте давления в камере регулирующей ступени ЦВД на 10% (промывается ЦВД и ЦСД, даже если последние не имеют отложений).

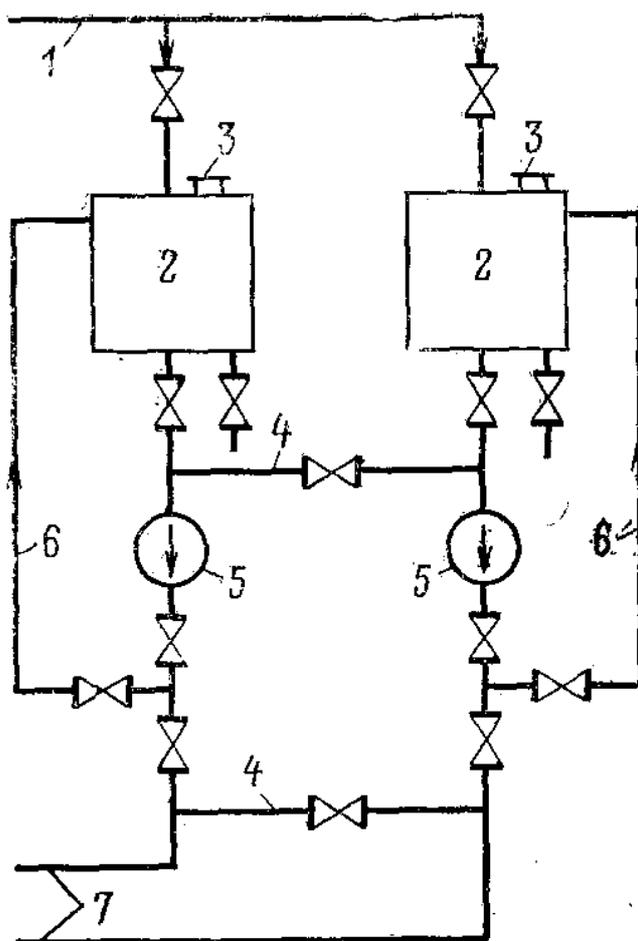
Скорость снижения температуры пара ограничивается величиной 0,5 °С/мин для температур в интервале 520—320 °С и величиной 0,75 °С/мин для температур пара от 320 до 170 °С. Подача воды на впрыск в пар рассчитывается исходя из обеспечения в процессе промывки влажности пара на входе в турбину около 2 %.

Замеряются расходы пара на турбину и конденсата на впрыск. Для обеспечения необходимой влажности пара первоначальное увлажнение должно обеспечить слабый перегрев пара при давлении промывки с последующим расчетным увеличением впрыска для получения расчетной влажности после чего может быть начата дозировка реагента.

В процессе промывки через каждые 30 мин контролируются основные теплотехнические параметры и производятся химические анализы конденсата на содержание железа, меди, кремнекислоты, определяются щелочность и общее солесодержание конденсата. Концентрации отмываемых компонентов

первоначально растут, затем начинают снижаться и стабилизируются на низком уровне, что свидетельствует о завершении промывки. Скорость подъема температуры пара после завершения промывки также ограничена, но несколько выше, чем при снижении температуры. Подъем температуры пара, вплоть до рабочей, может производиться со скоростью 1,5—2,0 град/мин. Продолжительность промывки влажным паром зависит от степени заноса турбины и может составлять от 2 до 12 ч. Если промывка на ходу производится с использованием химических реагентов, то после прекращения дозировки реагентов обязательна последующая промывка увлажняемым чистым паром проточной части турбины в течение 2 ч.

Промывка турбины влажным паром может производиться также и в режиме расхолаживания при выводе турбины в ремонт. Малая длительность химических очисток турбин на ходу позволяет использовать для их проведения не только воскресные и субботние дни, но даже ночные «провалы» нагрузок в будние дни.



1- подача горячего конденсата; 2- мерные баки, емкостью по 200—250 л; 3- люк для загрузки реагентов; 4- перемычки; 5 - перекачивающие насосы производительностью 70 л/ч в кислотоупорном исполнении; 6 - линии перемешивания при растворении реагентов; 7 - подача раствора реагентов в паропроводы.

запасного конденсата; 26 — подпитка конденсатора из баков запасного конденсата; 27—подпитка котла из баков запасного конденсата

Рисунок 3.2- Схема промывки турбины К-300-240 на ходу, при сниженной нагрузке.

Так как химическим очисткам на ходу подвергаются в основном турбины сверхкритических параметров, то рекомендуемая схема химической очистки, приведенная на рисунке 3.2, относится к турбинам К-300-240.

Состав схемы ясен из рисунке 3.2. При этом следует подчеркнуть, что место ввода раствора реагента и, следовательно, увлажняющего конденсата целесообразно по возможности приблизить к турбине, чтобы исключить затрату реагента на излишнюю очистку паропровода и не вносить дополнительные оксиды железа в турбину.

На рисунке 3.2, а показан ввод реагентов или непосредственно в паропровод, или в байпас у главной паровой задвижки. Еще лучше вводить реагенты перед верхним сопловым сегментом ЦВД.

В процессе химической очистки турбины главные паровые задвижки, стопорные клапаны и все регулирующие клапаны полностью открыты.

На рисунке 3.2, принято, что промежуточный пароперегреватель исключается из промывки. Такая возможность имеется на блоках с турбинами К-300-240 ЛМЗ. Имеющийся байпас промпароперегревателя обеспечивает расход влажного пара до 300 т/ч, необходимый при проведении очистки. Температуры газов в области промпароперегревателя при сниженной нагрузке позволяют использовать байпас и отказаться от охлаждения промпароперегревателя. Такое решение является наиболее благоприятным, так как предупреждает от заноса промпароперегревателя отложениями, вымываемыми из турбины, и не требует повторного увлажнения пара перед ЦСД.

Для энергоблоков с турбинами К-300-240 ХТГЗ предполагается в ближайшее время организация аналогичного байпасирования промпароперегревателя. В настоящее время для этих блоков промпароперегреватель из тракта химической очистки не исключается, а для предотвращения его заноса используется имеющийся аварийный впрыск конденсата. Однако расход этого конденсата недостаточен для получения влажного пара и поэтому полностью избежать увеличения отложений в промпароперегревателе не удастся.

В схеме рисунка 3.2, показано включение блочной обессоливающей установки (БОУ) в тракт химической очистки, что позволяет подавать конденсат после БОУ на питание котла. Для использования БОУ в процессе всей очистки и соответственно использования для питания котла всего турбинного конденсата следует рекомендовать проведение регенерации фильтра смешанного действия (ФСД) непосредственно перед проведением химической очистки. В противном случае в процессе проведения очистки приходится со временем исключать БОУ из тракта химической очистки в связи с истощением обменной емкости фильтров. Это приводит к осложнениям в проведении очистки, так как требует использования иных источников питания котла наряду

со сбросом промывочных вод, минуя БОУ, в циркуляционный водовод или в специальные емкости.

Для химконтроля за промывкой отбираются пробы в точках, указанных на рисунке 3.2. Для отбора проб можно использовать существующие дренажи паропроводов, а для отбора пробы перед ЦВД — импульсные трубки к манометрам с отключением манометра.

Специальное рассмотрение промывок влажным паром не требуется, так как отличие в организации такой промывки будет заключаться только в отсутствие дозировки химических реагентов. Во всем остальном проведение очистки будет тем же. Применение очистки влажным паром безусловно целесообразно при наличии водорастворимых отложений. Необходимо при этом иметь в виду, что выведение турбины на пониженную нагрузку перед началом химической очистки является уже по существу промывкой влажным паром последних, а затем и предшествующих им ступеней турбины. Таким образом, промывка влажным паром используется не только как самостоятельная операция для турбин, имеющих водорастворимые отложения, но и как начальная и завершающая стадии химической очистки для турбин с водонерастворимыми отложениями.

При проведении химических очисток желательно было бы определять общие количества удаленных промывкой отложений. Однако наличие двухфазной среды исключает представительность отбираемых проб и не позволяет с приемлемой точностью определять действительные концентрации веществ. В связи с этим данные химических анализов могут использоваться лишь качественно для контроля хода промывки и определения ее окончания. В сравнении с очисткой котлов, проводимой однофазной средой, движущейся по замкнутому контуру, условность в определении количества вымытых отложений по данным химических анализов проб, отбираемых при промывках турбин, вызывается не только двухфазностью среды, но и разомкнутостью тракта промывки. Поэтому судить об эффективности химической очистки турбины следует по степени восстановления мощности после промывки.

Несмотря на широкое распространение химических очисток паровых турбин сверхкритических параметров, еще нет разработанных методов сопоставимости степени очистки и экономической эффективности при использовании различных реагентов. Вполне вероятно примерно одинаковая эффективность всех применяемых реагентов. Во всяком случае, в настоящее время нет достаточных данных для уверенных рекомендаций по выбору конкретных реагентов, хотя высокая стоимость пиперидина является, естественно, ощутимым недостатком этого реагента.

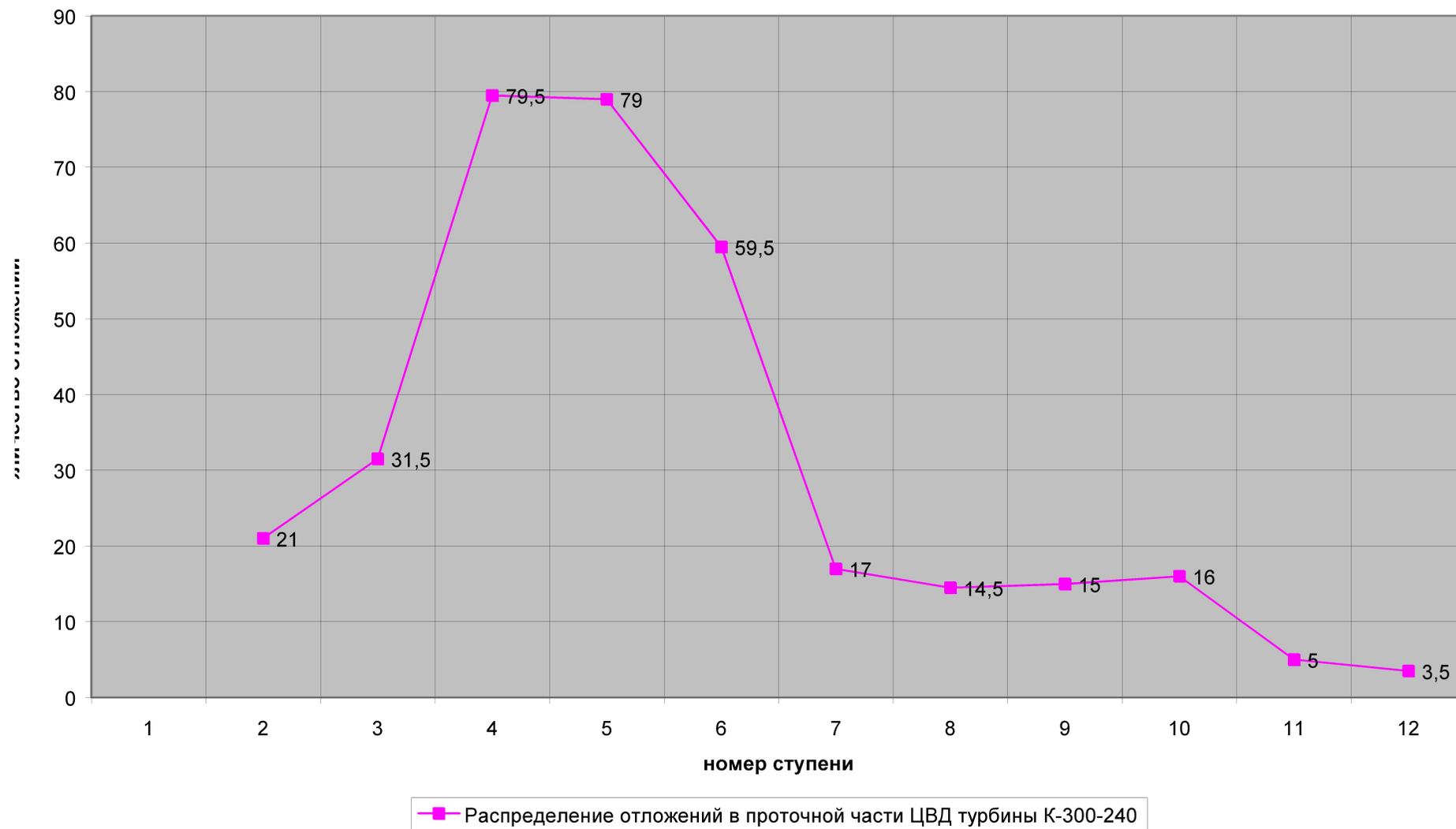
Нет также достаточных данных для конкретных рекомендаций по выбору концентраций моющих растворов. В этом отношении можно только опираться на опыт проведенных очисток. Нерешенным является также вопрос о необходимости ингибирования промывочных растворов.

Изложение результатов химической промывки с использованием различных реагентов в дается ниже применительно к мощным турбинам сверхкритических параметров. В наибольшей степени в химических очистках

нуждаются именно эти машины (из-за трудноудаляемых отложений меди и из-за большого выноса из котла оксидов железа в связи с прямоточной схемой котла). Результаты описываемых ниже химических очисток могут быть использованы в случае необходимости и для турбин меньших параметров пара. Однако это относится лишь к основным турбинам. Этот опыт не следует переносить, например, на паровые турбины, установленные в качестве приводных для питательных насосов блоков сверхкритических параметров. Эти турбины, казалось бы, тоже можно промывать на ходу. Однако в условиях приводной турбины схема очистки на валоповороте предпочтительнее. Приводные турбины не имеют конденсатоочистки, и, следовательно, весь расход промывочной воды при очистке на ходу должен будет сбрасываться. Увлажнение пара перед турбиной снижает ее мощность до значений, при которых невозможно обеспечить работу блока на проектных параметрах. Казалось бы, возможна очистка приводной турбины на ходу совместно с очисткой основной турбины. Но это нереально, так как в связи с малой нагрузкой основной турбины питательный насос в этот период переводится на электропривод. Все эти обстоятельства говорят в пользу химической очистки приводной турбины на валоповороте. Такая очистка может быть проведена в выходные дни или в период ночных «провалов» нагрузки с переводом питательного насоса на электропривод.

Существенное влияние отложений на снижение мощности турбин и затруднения проведения очистки при большом количестве отложений, а также несложность и малая длительность химической очистки турбин позволяют рекомендовать их по возможности более частое проведение, не допуская значительного заноса проточной части.

Распределение отложений в проточной части ЦВД турбины К-300-240



4 ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА ТУРБИН СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ДОЗИРОВКЕ АММИАКА И ГИДРАЗИН-ГИДРАТА

Преимущественное образование в турбинах сверхкритических параметров медистых отложений побудило применить аммиак для химической очистки проточной части как агент, дающий с медью прочные, хорошо растворимые комплексы. Кроме того, для удаления железоокисных отложений дозировался гидразин, взаимодействующий не только с оксидами железа, но также и с медью.

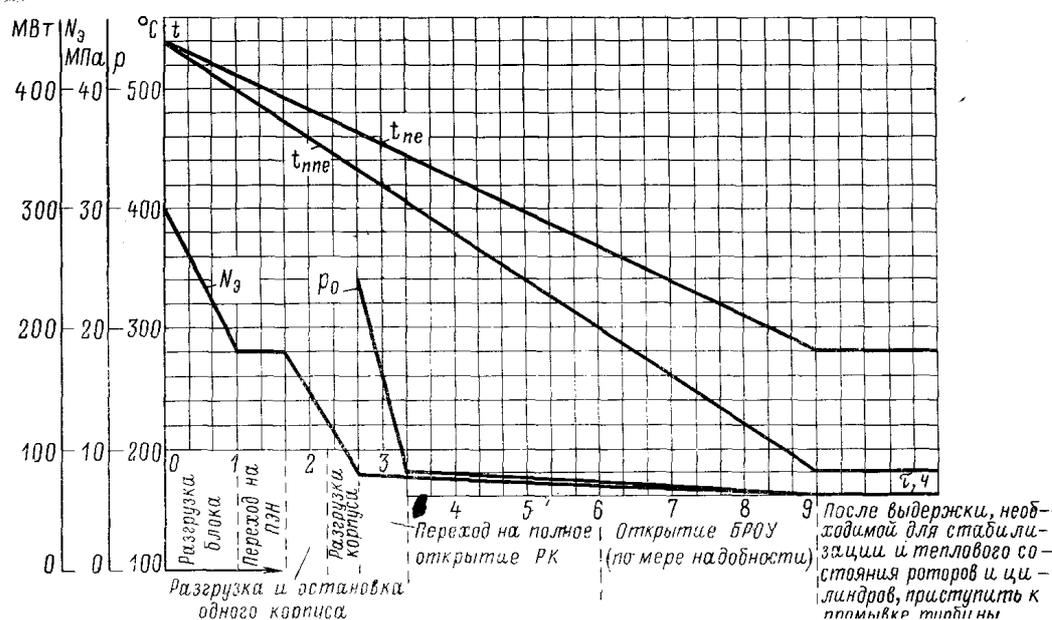


Рисунок 4.1- Режимный график разгрузки блока с турбиной К-300-240 ЛМЗ перед химической промывкой турбины при нагрузке 60 МВт.

Известно, что применение гидразин-гидрата для химической очистки котлов «на ходу» себя не оправдало, так как отмытые с одних участков железоокисные соединения осаждались и прикипали на других участках поверхности нагрева. В паровых турбинах условия для повторного осаждения и, тем более, прикипания отмытых оксидов железа практически отсутствуют. Это позволяло надеяться на возможность удаления железоокисных отложений при химической очистке с использованием гидразина.

Аммиак дозировался перед ЦВД в концентрации 20 мг/кг, гидразин около 60 мг/кг. Дозировка производилась совместно. Кроме того, гидразин-гидрат дозировался дополнительно перед ЦСД в количестве около 30 мг/кг. По данной технологии были промыты турбины К-300-240 на Конаковской ГРЭС (блоки № 2 и 6) и на Литовской ГРЭС (блок № 6). При работе турбины с двухкорпусным котлом график вывода турбины на параметры и мощность, отвечающие промывке, представлен на рисунке 4.1; график нагружения турбины после

промывки— на рисунке 4.2. В процессе проведения промывки весь турбинный конденсат очищался на БОУ.

Данные химических анализов проб в процессе промывки турбины К-300-240 ЛМЗ на Литовской ГРЭС представлены на рисунке 4.3. Из общей длительности промывки 12 ч дозировка реагентов производилась 8 ч. Данные рисунку 4.3 свидетельствуют об интенсивном удалении медистых отложений (рисунок 4.3,а) и значительном вымывании железистых отложений (рисунок 4.3 в). Из рисунка 4.3 б, следует, что кремниевые отложения вымывались и из ЦВД и, особенно, из ЦНД, что вполне соответствует качественному распределению отложений по ступеням турбины.

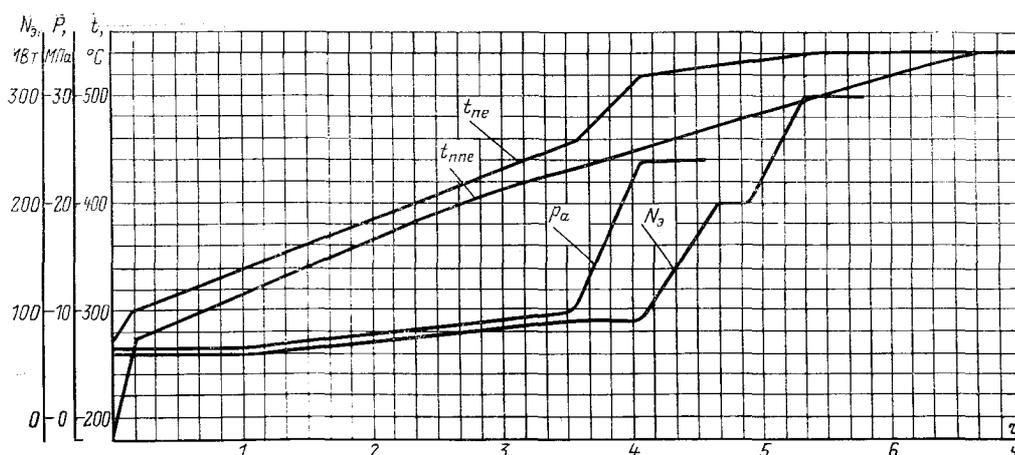
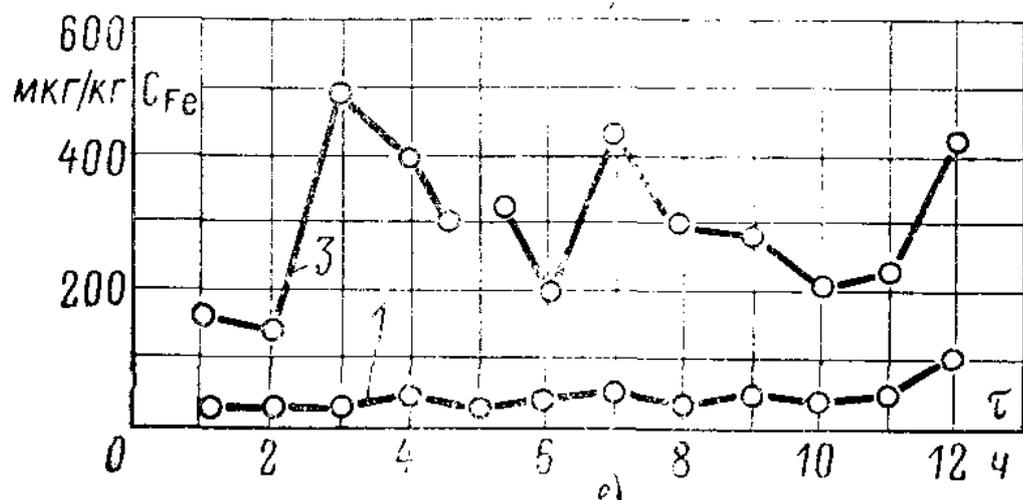
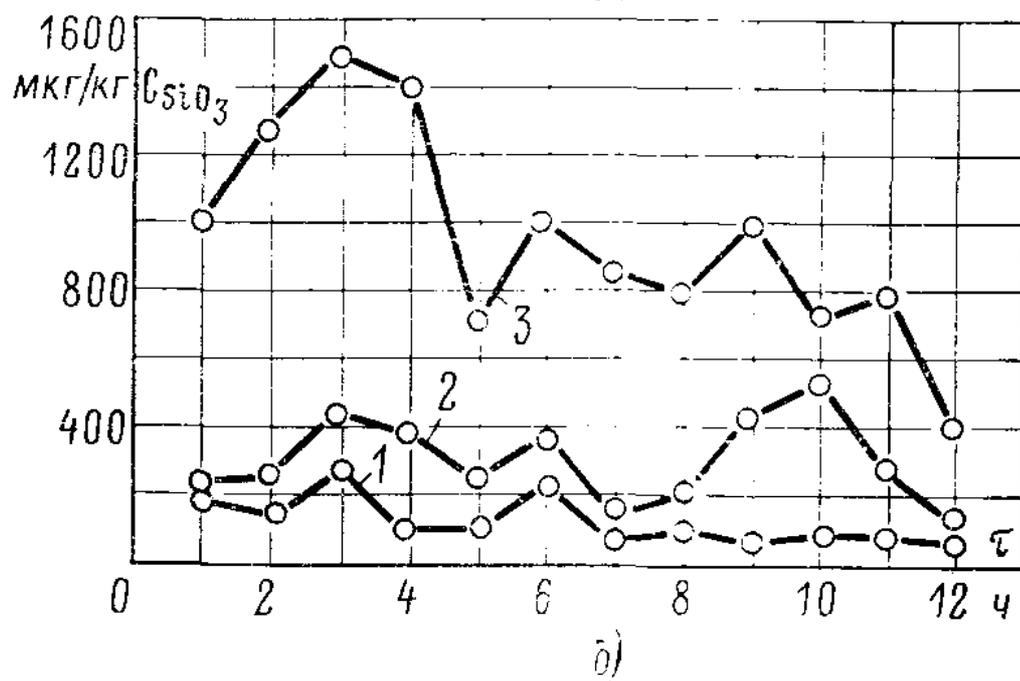
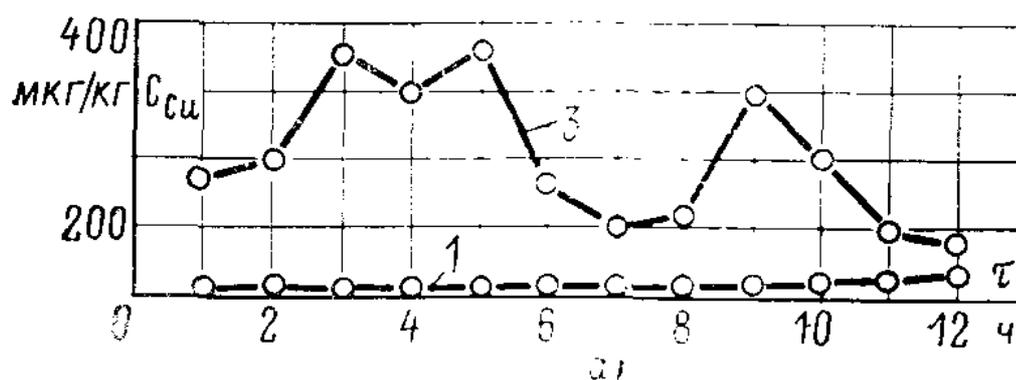


Рисунок 4.2 - Режимный график нагружения турбины К-300-240 ЛМЗ после химической промывки.

В результате проведенных промывок, давление в камере регулирующей ступени снизилось на 1 МПа и мощность турбин восстановилась.

Преимуществом аммиака и гидразина в качестве дозируемых реагентов является их постоянное наличие на электростанциях.



а - по меди; б - по кремнекислоте; в - по железу; 1- перед ЦВД; 2 - после ЦВД; 3 - после ЦНД

Рисунок 4.3 - Данные химического контроля процесса промывки турбины К-300-240 ЛМЗ на ходу при дозировании аммиака и гидразин-гидрата

5 ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫВКА ПИПЕРИДИНОМ ТУРБИН СКД ОТ ВОДОНЕРАСТВОРИМЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ РАБОТЕ ИХ ПОД НАГРУЗКОЙ

5.1 Описание реагента

Всесоюзным теплотехническим институтом в результате стендовых испытаний был подобран и всесторонне опробован в промышленности при проведении эксплуатационных промывок проточной части турбин К-300-240 моющий состав, основой которого является новый летучий амин – пиперидин.

Пиперидин ($C_5H_{11}N$) относится к гетероциклическим соединениям и является сильным вторичным основанием ($K_{осн}=1,6 \cdot 10^{-3}$). Свойствами пиперидина как сильного основания обуславливается, видимо перевод отложений кремниевой кислоты в растворимые соединения. Окислы меди и железа, содержащиеся в отложениях проточной части турбины реагируют с пиперидином с образованием комплексных соединений.

Как показывает опыт, комплексные соединения пиперидина с Fe и Cu не задерживаются в тракте вторичного пароперегревателя при температуре пара на выходе из него при температуре равной или менее $250^{\circ}C$.

Проверка пиперидина при рабочих параметрах промывки на коррозионное воздействие его с различными материалами (сталь и латунь) показала, что пиперидин неагрессивен по отношению к конструкционным материалам, применяемым в блоках СКД.

Безагрессивность пиперидина в сочетании с его способностью образовывать растворимые в паре комплексные соединения с окислами железа и меди, проходящие тракт вторичного пароперегревателя транзитом, позволяет проводить промывку всей проточной части турбины без отключения промежуточного пароперегревателя со сбросом отработавшего пара в конденсатор турбины, последующим выводом загрязнений на конденсатоочистке и с использованием очищенного конденсата вновь в цикле блока.

Пиперидин полностью поглощается на катионитовом фильтре установки обессоливания турбинного конденсата. При истощении катионитовых фильтров пиперидин-катион выделяется в фильтрат одновременно с аммиаком.

Способность пиперидина окисляться в присутствии окислителя позволяет положительно решить вопрос о сбросе регенерационных вод конденсатоочистки, содержащих пиперидин, путем предварительного разрушения $C_5H_{11}N$ перекисью водорода, перманганатом калия и т.п.

С этой целью сточные воды содержащие пиперидин обрабатываются технической перекисью водорода (в весовых отношениях 1:11) или другим окислителем.

Пиперидин является пленкообразующим амином, благодаря чему после проведения промывки проточной части турбины его растворами, на внутренних поверхностях оборудования обеспечивается ингибирующий эффект.

Гигиеническая норма для пиперидина в воде водоемов, утвержденная Министерством здравоохранения, составляет 0,06мг/л.

Схема промывочного контура при химической промывке турбины К300-240, с указанием мест измерений параметров пара – свежего и вторичного, а также мест отбора проб пара и конденсата показана на плакате 1.

Рабочий раствор пиперидина, концентрацией 7% приготавливается в закрытом баке емкостью $V=1\text{м}^3$ путем разведения 50кг 68%го технического пиперидина в 400 литрах конденсата. В пар перед турбиной раствор пиперидина подается с помощью насосов-дозаторов типа НД-25/250. Для впрыска пиперидина в пар перед турбиной используется линия подачи питательной воды к пусковым впрыскам работающего при промывке корпуса котла.

Соединение штатных трубопроводов пусковых впрысков с напорными трубопроводами насосов-дозаторов осуществляется с помощью специально смонтированных для целей промывки соединительных перемычек внутренним диаметром не менее 12мм.

Использование штатных пусковых впрысков позволяет производить промывку турбины на ходу, при назревшей в этом необходимости.

5.2 Химическая промывка турбины под нагрузкой

Разгрузка и расхолаживание:

Разгрузка и расхолаживание турбины К-300-240 и доведение ее до заданного режима промывки проводится в соответствии с графиками заданиями построенными в основном по указаниям типовой инструкции по пуску и останову дубль блоков 300мвт.

После частичного разгрузки блока до нагрузки 60Мвт и достижения температуры пара перед турбиной на 10-15 °С выше температуры насыщения с помощью пусковых впрысков оставленного в работе корпуса котла, устанавливается температура пара перед турбиной на 2-3 °С выше температуры насыщения при давлении пара перед турбиной.

Температура вторично перегретого пара снижается с помощью аварийного впрыска до уровня на 20-30 °С выше температуры насыщения.

Таким образом устанавливается следующий режим работы блока который поддерживается в течении всей промывки:

- 1) Нагрузка 50-60МВт
- 2) В работе один корпус котла на сепараторном режиме с закрытыми встроенными задвижками и сбросами из сепараторов. Питание котла водой осуществляется пуско-резервным насосом
- 3) Турбина работает с полностью открытыми регулирующими клапанами и включенными дренажами (в пределах турбины)

4) Параметры пара перед стопорными клапанами турбины (в зависимости от нагрузки): давление 5,5-6,5 МПа, температура 272-282 (перегрев 3 °С). Температура вторичного пара перед ЦВД на 20-30 °С выше температуры насыщения.

Средняя влажность пара в проточной части ЦВД при промывке турбины паром указанных выше параметров составит при этом 5-6 %.

- 1) ПВД отключены по пару ПНД включены. Конденсат греющего пара ПНД отводится в конденсатор турбины.
- 2) Деаэратор блока питается паром от общестанционной магистрали.
- 3) Конденсат отработавшего пара турбины отводится на БОУ, где он очищается от пиперидина и загрязнений и вновь используется в цикле блока.

Ионитовые фильтры БОУ перед проведением промывки должны быть отрегенерированы. Баки запаса конденсата должны быть заполнены обессоленной водой для восполнения потерь конденсата при сбросе промывочной воды в циркуляционный водопровод в случае истощения фильтров.

В процессе разгрузки и расхолаживания турбины ведется непрерывный контроль за относительным расширением роторов, температурой наиболее греющихся сегментов упорного подшипника, разностями температур по стопорному клапану и ЦВД турбины, а также другими показателями, характеризующими работу турбины.

Собственно промывка турбины.

Стабилизировав работу блока в заданном режиме промывки и убедившись по показаниям эксплуатационных приборов (осевого сдвига, расширения роторов, вибрации и др.) о нормальной работе турбины, включают насос-дозатор для подачи из бака дозатора водного раствора пиперидина в линии пусковых впрысков турбины.

Количество вводимого в пар чистого пиперидина составляет 5-6 л/час, что соответствует концентрации его в паре 0,002-0,0025 %.

Контроль концентрации пиперидина в паре осуществляется по щелочности проб пара, отобранных перед ЦВД.

Продолжительность промывки турбины влажным паром в смеси с пиперидином 8-9 часов.

При проведении промывки обязательным является контроль качества обессоленного конденсата.

При повышении концентрации соединений Fe, Cu, SiO₂ в обессоленном конденсате более 100 мкг/кг производится сброс конденсата после конденсатоочистки в канализацию и восполнение его в контуре из баков запаса конденсата.

По окончании промывки отключают пиперидина в пар и турбина остается в работе в режиме промывки для отмывки от пиперидина проточной части в течение часа.

После этого, в соответствии с типовой инструкцией по пуску и останову блока 30МВт, производится подъем параметров пара свежего и вторичного- до

нормальных эксплуатационных и нагужение турбины до номинальной мощности. На этом режиме турбина должна работать 1-1,5 часа для дополнительного механического удаления остатков разрыхленных отложений, после чего переводится на работу по диспетчерскому графику.

По окончании промывки турбины производится регенерация фильтров БОУ по обычной схеме со сбросом регенерационных вод в баке нейтрализации. При этом пиперидин полностью удаляется из ионитовых фильтров и нейтрализуется окислителем (технической H_2O_2 , 1 % $KMnO_4$ и др.), после чего регенерационные воды могут быть сброшены в циркуловод.

5.3 Проверка эффективности промывки турбины

Для проверки эффективности проведенной промывки проточной части турбины до и после промывки турбины снимается характеристика проточной части турбины в виде зависимости

$$P_{\text{ступени}} = f(D_0) \text{ и } P_{\text{ст}} = f(N\text{э}) \quad (5.1)$$

Для этого, при нормальных эксплуатационных параметрах пара свежего и вторичного, а также при одном и том же вакууме и штатной схеме работы турбоустановки в диапазоне изменения электрической нагрузки блока от 50 % до 100 % ступеньками через 25-30 МВт производится запись следующих величин:

1. Параметры свежего и вторичного пара перед турбиной.
2. Давления пара в контрольных ступенях ЦВД: регулирующей, 6-ой и 12-ой (на выходе из ЦВД), то же в камере 3-го отбора ЦСД.
3. Давление пара за турбиной (вакуум)
4. Расход пара на турбину
5. Электрическая нагрузка
6. Температура наиболее греющихся сегментов упорного подшипника турбины.

Давление пара в контрольных ступенях турбины при снятии характеристики ее проточной части до и после промывки измеряются в обоих случаях одними и теми же манометрами, класса не ниже 0,6 устанавливаемыми на время проверки взамен эксплуатационных.

Эксплуатационные параметры свежего пара перед испытаниями должны быть проверены и находиться в своем классе.

Тепловая схема турбоустановки в обоих случаях, при проверке до и после промывки, должна быть одной и той же.

Желательно на время опытов отключить от турбины посторонних потребителей пара (РОУ, бойлера и др.)

Вакуум в обоих случаях поддерживается одним и тем же.

По измеренным до и после промывки давлениям пара в контрольных ступенях турбины и соответствующим данным режимам расходы свежего пара

и электрическим нагрузкам строятся зависимости вида, в соответствии формулы 5.1

Сопоставление давлений пара в контрольных ступенях турбины (в основном в регулирующей ступени ЦВД) до и после промывки, при одном и том же расходе пара на турбину, укажет на эффективность проведенной промывки, что показано на плакате.

Эксплуатационная проверка рекомендуемого способа промывки.

По описанному выше методу была проведена промывка пиперидином под нагрузкой шести турбин К-300-240 ЛМЗ: четырех Конаковской ГРЭС и двух на Кармановской ГРЭС.

Промывка турбин проводилась как в процессе непрерывной работы некоторых из них так и перед выводом в капремонт.

Эффективность промывки иллюстрируется на плакате, где приведены давления в контрольных ступенях турбины, измеренные до и после промывки на ходу.

Как видно из приведенных графиков, давление в камере регулирующей ступени при нагрузке 280 МВт снизилось на 12 кг/см^2 .

Контроль степени заноса проточной части турбины:

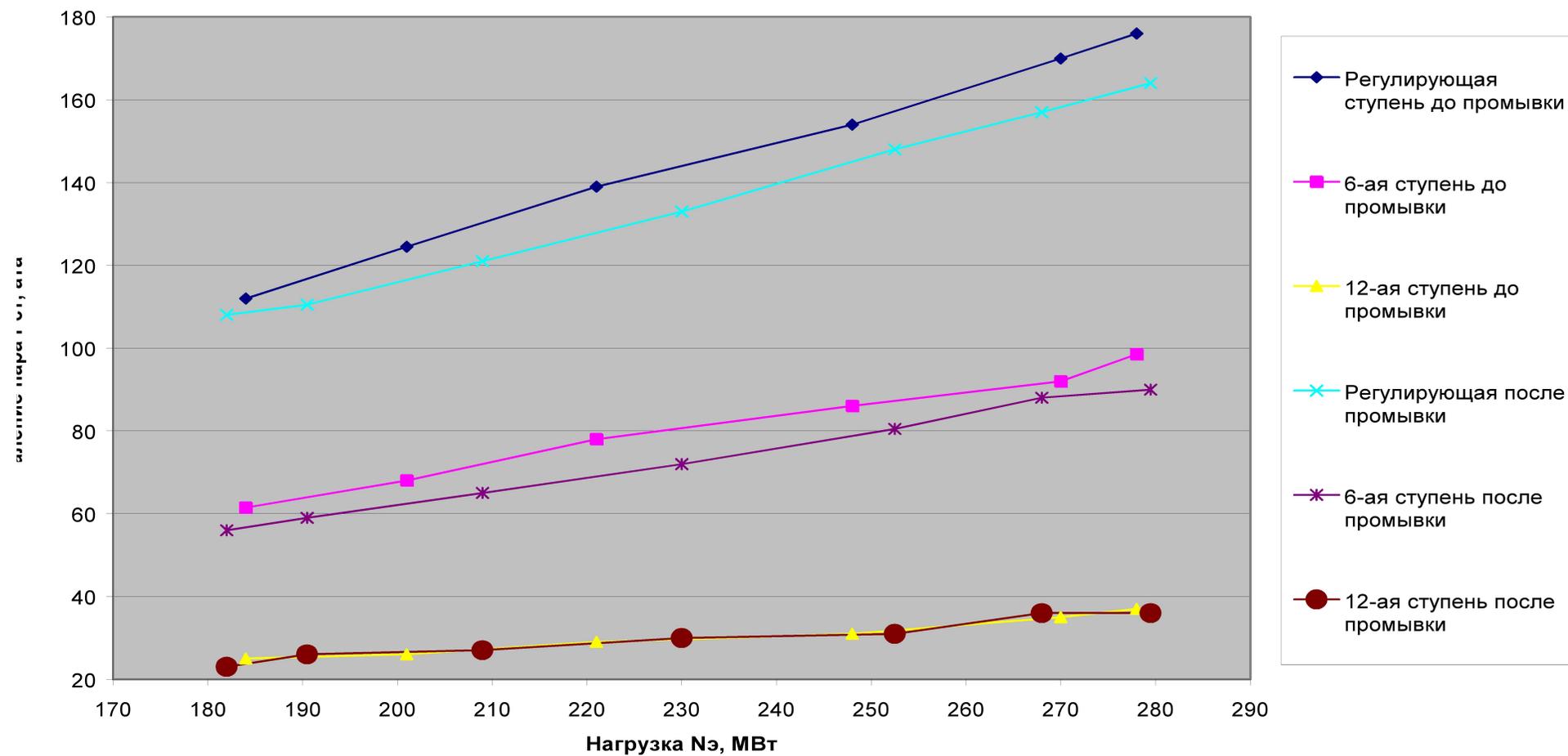
Контроль заноса проточной части турбины осуществляется по давлениям пара в контрольных ступенях турбины, в основном регулирующей ступени ЦВД.

Для этого рекомендуется не реже одного раз в сутки фиксировать в специальном журнале давление в регулирующей ступени при номинальной или близкой к ней нагрузке турбины и для наглядности строить график $P_{рст}=f(\tau)$, т.е. график изменения давления в регулирующей ступени во времени для одних и тех же условий работы турбоустановки (по нагрузке, расходу свежего пара, вакууму, тепловой схеме).

При выявленной тенденции турбины к заносу, частота промывки ее проточной части должна устанавливаться в зависимости от скорости и относительной величины повышения давления пара в камере регулирующей ступени ЦВД. В частности, промывку турбины К-300-240 целесообразно проводить при повышении давления в регулирующей ступени на величину 3 %.

Вывод: данный способ наглядно показывает эффективность промывки с помощью плакатов, однако не избавляет нас от необходимости частично сбрасывать нагрузку и проводить промывку в среде насыщенного пара, что значительно увеличивает длительность промывки, а также увеличивает трудозатраты.

Давление пара в контрольных ступенях ЦВД турбины К-300-240 ЛМЗ в зависимости от нагрузки



6 ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА ТУРБИН СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСОНОВ

Первая промывка турбины сверхкритических параметров на ходу с применением комплексона в качестве дозируемого реагента была проведена на Приднепровской ГРЭС. Промывке подверглась турбина К-300-240 ХТГЗ при нагрузке 60 МВт. В качестве комплексона использовалась натрий-аммонийная соль ЭДТА, получаемая растворением трилона Б при добавлении аммиака в бак дозируемого раствора. Начальная концентрация трилона Б в воде впрыска составляла около 1,5 г/кг. Концентрация аммиака обеспечивала значение рН равном 8. Малые концентрации трилона Б, а главное незначительная длительность опытной химической очистки (4 ч) предопределили неполное удаление отложений. Осмотр проточной части турбины после ее вскрытия показал, что отложения из ЦНД и ЦСД были вымыты полностью, а из ЦВД лишь на половину.

Полученный предварительный опыт позволил осуществить химические промывки с применением комплексонов для двух турбин К-300-240 ЛМЗ на Костромской ГРЭС.

С целью повышения эффективности промывки концентрация комплексона (аммонийной соли ЭДТА) была увеличена до 5 г/кг, а для предотвращения коррозии конструкционных материалов были использованы в качестве ингибиторов каптакс и ОП-7. Химическая промывка турбины блока № 3 проводилась в два этапа. На первом этапе дозировка аммиака обеспечивала рН раствора комплексона 8 - 9; на втором этапе дозировка аммиака была уменьшена и соответственно рН раствора комплексона снизился до 5- 5,5. Предполагалось, что на первом этапе удастся отмыть преимущественно медистые отложения, а на втором — железоокисные. Это подтвердилось: концентрации железа за ЦВД достигли 4000 мкг/кг, а за ЦНД — 12000 мкг/кг. В результате проведенной химической промывки давление в камере регулирующей ступени уменьшилось на 0,7 МПа и достигло значения, отвечающего чистой проточной части.

Химическая промывка турбины блока № 1 проводилась дважды. Для первой химической очистки был использован пуск турбины из холодного состояния, что по состоянию отложений менее благоприятно для их удаления. Длительность химической очистки по условиям ввода блока была ограничена 5 ч, причем первые 4 ч рН раствора составляло 8—8,5, а в последний час рН было уменьшено до 6 - 6,5 (аналогично промывке турбины блока № 3). За время промывки средняя концентрация за ЦВД составляла для железа 2000 мкг/кг и для меди 1200 мкг/кг.

Несмотря на недостаточную длительность очистки, превышение удельного давления в камере регулирующей ступени снизилось с 6,5 до 3,3 % , а в камере первого отбора с 3,3 до 2,3%. Мощность турбины с 290 МВт увеличилась до номинальной — 300 МВт. Повторная промывка той же

турбины на ходу практически восстановила давления в камерах регулирующей ступени и первого отбора до значений, отвечающих чистой проточной части турбины.

Проведенные химические очистки свидетельствуют о необходимости увеличения длительности химической очистки примерно до 8 ч. Не токсичность и простота обращения с такими реагентами как комплексоны позволяют широко рекомендовать их для химических промывок паровых турбин. В связи с этим для оптимизации технологии промывок турбин с помощью комплексонов была проведена серия промывок турбин на Приднепровской ГРЭС; кроме первой, описанной выше промывки, было проведено еще 14. Варьировались место подачи реагентов, их состав и концентрации, длительность очистки и т. п. В результате проведенных работ удалось добиться высокой эффективности очисток — в шести промывках эффект очистки был выше 75 % (до 100 %). Были выявлены также причины недостаточно высоких очисток. Установлено, что концентрация трилона Б должна быть на уровне не менее 3,5 г/кг, предпочтительнее 5 г/кг, причем введение дополнительных компонентов (например, лимонной кислоты), а также ингибиторов (например, каптакса) не повышает эффекта очистки. Рекомендуются ограничиться монораствором трилона Б, приготовляемым на амминированном конденсате (рН раствора 7,5— 8,5); для достижения необходимой концентрации трилона Б рекомендуются: очистка при нагрузке 30 МВт; степень сухости пара 0,95— 0,97 (расход воды на входе в турбину 7,5—4,5 т/ч, давление пара около 3,5 МПа, температура 235 °С); производительность насосов-дозаторов 120—140 л/ч. Ввод раствора трилона Б следует производить в непосредственной близости к турбине — перед верхним сопловым сегментом ЦВД. Оборудование для приготовления раствора и весь тракт дозировки должны выполняться из стали типа 1Х18Н9Т. Установлено, что основными причинами малой эффективности некоторых промывок явились несовершенство схемы подвода раствора реагентов в турбину, при которой не обеспечивался полный, по всей окружности, подвод пара в турбину (раствор подводился, например, в нижний сопловой сегмент), и протечки раствора реагентов через неплотности сальников уплотнений вентиля и через фланцы стопорных клапанов при их частичном раскрытии (при подводе реагентов в паропроводы свежего пара). Неэффективность промывок была вызвана также большими протечками раствора реагентов через свищи в сварных соединениях трубопроводов и через неплотности сальниковых уплотнений вентиля. Длительность очистки должна устанавливаться непосредственно в процессе очистки. Опыт показывает, что предпочтительна очистка в течение не менее 5 ч. После окончания химической промывки рекомендуется в течение 1 ч промывка влажным паром без дозировки реагентов.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫВКИ СЕРНОЙ КИСЛОТОЙ В ПЕРЕГРЕТОМ ПАРЕ

7.1 Серная кислота (H_2SO_4), и ее свойства.

Пассивирующая способность меди выражена очень слабо, поэтому в сильных окислительных средах, медь нестойка. В присутствии кислорода скорость коррозии меди ещё более возрастает.

Описание реагента серная кислота

Концентрированная серная кислота чаще всего имеет плотность $1,84 \text{ г/см}^3$ и содержит 98 % H_2SO_4 . Серная кислота (H_2SO_4) с водой смешивается в любых соотношениях, с выделением большого количества тепла. Поэтому во избежание разбрызгивания при разбавлении, необходимо кислоту лить в воду, а не наоборот. При нагревании образуются пары серного ангидрида, которые соединяясь с водяными парами воздуха образуют кислотный туман, ПДК не превышает 1 мг/м^3 .

Серная кислота очень опасна в обращении. Попадая на кожу, вызывает сильные ожоги, весьма болезненные и трудно поддающиеся лечению. При вдыхании паров серной кислоты раздражаются и прижигаются слизистые оболочки верхних дыхательных путей. Попадание серной кислоты и ее растворов в глаза грозит потерей зрения, поэтому при работе с кислотой необходимо соблюдать особую осторожность. При попадании серной кислоты необходимо немедленно удалить ее сухой тканью или ватой, а затем промыть пораженное место большим количеством воды, обработать 10 %-м раствором бикарбоната натрия

Недостатком серной кислоты является высокая коррозионная активность по отношению к сталям.

В серной кислоте относительно стойкой является сталь ОХ23Н28МЗДЗТ. Однако следует помнить, что при температуре $400-450 \text{ }^\circ\text{C}$ большая доля этой кислоты будет в виде газа и в паровой фазе коррозионные свойства их будут незначительны. С медью же они будут взаимодействовать с очень большой скоростью.

Серную кислоту мы выбрали в качестве промывочного реагента. Скорость взаимодействия паров серной кислоты с медью при T около $700-750 \text{ К}$ высока. Для промывки необходимо лишь начальное разрушение медного каркаса, а затем потоки водяного пара уносят частицы разрушенного каркаса кристаллической решетки меди вместе с оксидами железа, соединениями кальция, магния, кремния. В связи с этим достаточны очень незначительные концентрации H_2SO_4 в паре. Это является условием предотвращающим коррозию нержавеющей стали. Кроме того, при температуре больше 690 К серная кислота находится в диссоциированном состоянии в виде паров воды

и SO_3^{2-} , так как при температуре 690 К она полностью разлагается [6]. При малых концентрациях в 0,001- 0,010 % серная кислота полностью дегидратирована уже при температуре 600-650 К. Кроме того в перегретом водяном паре любой температуры серная кислота не является кислотой, как таковой, так как не происходит её диссоциации по уравнениям



или



так как пар при таких температурах (T больше $T_{нас}$) теряет свойства вызывать диссоциацию молекул.

А серная кислота вызывает коррозию в основном по причинам водородной деполяризации.

Серная кислота концентрации более 93% не действует на железо [7]. При температуре на уровне 500-550 К будут протекать в основном реакции между соединениями меди и SO_3^{2-} .

Возможно и образование различных промежуточных соединений. Образующиеся сульфаты меди обладают большим по сравнению с оксидами меди или элементарной медью удельным объемом, что вызывает разрушение кристаллической решётки и растрескивание отложений, которые затем уносятся потоком пара.

7.2 Программа опытной высокотемпературной промывки турбин Аксуской ТЭЦ на сниженных нагрузках.

1. Промывка выполняется при нагрузке на турбине 60-70 МВт при температуре пара перед ЦВД 510-450 $^{\circ}C$

2. Время промывки 1-3 часа.

Порядок выполнения операций:

1. Блок переводится на работу в однокорпусном режиме.

2. Давление пара перед ЦВД снижается до 6,0-8,0 МПа, при этом температура пара находится на уровне 510-450 $^{\circ}C$. Расход пара устанавливается на уровне до 200 т/ч.

3. Готовится схема работы блока только через БОУ.

4. Проверить работоспособность схемы подачи раствора.

5. Приготовить промывочный раствор серной кислоты и кислорода.

6. Промывка выполняется раствором серной кислоты концентрации 0,01-0,001 % объемных с подачей кислорода в промывочном растворе 1-10 мг/дм³, или без кислорода.

7. Подача раствора осуществляется в линию впрыска 4 или перед стопорным клапаном.

8. Химический контроль осуществляется из исходного раствора перед и за ЦВД через 30 минут на содержание меди, железа, кремниевой кислоты, величины рН, солей жесткости.

9. По штатным приборам выполнять замер температуры металла ЦВД через 15 минут.

10. После завершения промывки, в период набора нагрузки до номинальной, выполняется отбор пробы через 10 минут (такие же замеры производятся и в первый час работы на номинальной нагрузке), затем через час (в течении четырех часов) и два раза в смену в течении двух суток. В случае если анализы приходят в норму, то отбор проб прекращается.

11. Проверяется процент заноса турбин и процент отмывки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Способ промывки турбины пиперидином наглядно показывает эффективность промывки, однако не избавляет нас от необходимости частично сбрасывать нагрузку и проводить промывку в среде насыщенного пара, что значительно увеличивает длительность промывки, а также увеличивает трудозатраты.

Установлено, что основными причинами малой эффективности некоторых промывок явились несовершенство схемы подвода раствора реагентов в турбину, при которой не обеспечивался полный, по всей окружности, подвод пара в турбину (раствор подводился, например, в нижний сопловой сегмент), и протечки раствора реагентов через неплотности сальников уплотнений вентилях, а также через фланцы стопорных клапанов при их частичном раскрытии (при подводе реагентов в паропроводы свежего пара).

В ходе исследований в рамках этой диссертации сделаны выводы о необходимости поиска реагентов, которые позволяли бы провести промывку на высоких параметрах, в среде перегретого пара, без сброса или с минимальным сбросом температуры рабочей среды.

Анализ состава отложений в турбинах показал, что в зависимости от давления в проточной части состав, количество, а так же распределение их по длине и по сечению различное.

Рассмотрен и проведен анализ наиболее эффективных схем, технологий и реагентов для очистки проточной части турбины сверхвысокого давления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маргулова Т.Х., « Химические очистки теплоэнергетического оборудования» 1978г. М.- Энергия.
2. Е.С. Булавина, Т. А. Каганер, Т. В. Санкова, Н. И. Шадрина., Об использовании «черной» кислоты для химической очистки теплоэнергетического оборудования. — «Теплоэнергетика», 1970, № 12, с. 50-32.
3. Глазырин А.И., Музыка Л.П., Кабдуалиева М.М., «Водно-химические режимы тепловых электростанций и котельных промышленных предприятий», Алматы, 1994.
4. Балабан-Ирменин Ю. В., Сравнительная математическая оценка влияния технологических параметров на продолжительность химической очистки. - «Теплоэнергетика», 1974, № 9, с. 84-88.
5. М. А. Батальянец., Использование трилона Б в технологии водообработки на электростанциях.,«Энергетик», 1971, № 10, с. 18—20.
6. Блянкман Л. М., Кострикин Ю. М., Влияние различных факторов на скорость растворения окислов железа в щавелевой кислоте и трилоне Б., «Теплоэнергетика», 1973, № 3, с. 83—86.
7. Б. В. Бродягин, Л. А. Пешехонова, В. В. Малышкин и др., Эксплуатационные промывки блока 300 МВт комплексонами., «Теплоэнергетика», 1972, № в, с. 63—64.
8. Золотухин С. Т., Выбор насоса для проведения предпусковых химических очисток мощных блоков. — «Энергомашиностроение», 1974, № 1, с. 39
9. Глазырин А.И., Кострикина Е.Ю. Консервация энергетического оборудования