

Лекция №14

Паливне господарство ТЕС. Мазутне господарство ТЕС. Газове господарство ТЕС. Система золо шлаковидалення. Очистка димових газів. Димові труби. Технічне водопостачання ТЕС. Прямоточні та оборотні схеми ТВП.

Завдання на СРС. Допоміжні господарства АЕС.

Література: [1] с. 289-360; [2] с. 191-230; [3] с. 253-272.

Тема 3.2. Вспомогательные хозяйства АЭС и ТЭС.

Топливное хозяйство ТЭС. Мазутное хозяйство ТЭС. Газовое хозяйство ТЭС. Система золо шлакоудаления. Очистка дымовых газов. Дымовые трубы. Техническое водоснабжение ТЭС. Прямоточные и оборотные схемы технического водоснабжения. Топливное хозяйство АЭС.

Топливное хозяйство ТЭС

Топливное хозяйство ТЭС обеспечивает прием топлива, его хранение, подготовку и транспортировку внутри электростанции.

Принципиальная схема топливного хозяйства ТЭС на твердом топливе показана на рис. 14.1. Доставка твердого топлива осуществляется главным образом железнодорожным транспортом в вагонах грузоподъемностью 63, 94 и 125 т. После автоматического взвешивания вагоны поступают в приемное разгрузочное устройство. Как правило, приемные разгрузочные устройства выполняются закрытого типа и включают в себя приспособления для разгрузки вагонов, приемные бункера и средства для перемещения топлива в тракт топливоподачи или на склад. В зимнее время вагоны со смерзшимся топливом разогреваются перед разгрузкой в размораживающих устройствах.

При расходе топлива на электростанции более 100 т/ч для разгрузки вагонов с топливом применяются стационарные вагонопрокидыватели. Наиболее распространены роторные вагонопрокидыватели с поворотом вагона на 270°. Их число на электростанции определяется из расчета разгрузки 12 вагонов в час при одном резервном- Под вагонопрокидывателем

устанавливается бункер, над которым располагается решетка с ячейками 400x400 мм, а под бункером устанавливаются питатель и дискозубчатая дробилка для грубого измельчения топлива. Для предохранения дробилок от поломок металлическими примесями перед ними устанавливаются шкивные электромагнитные сепараторы, являющиеся одновременно приводными барабанами ленточных транспортеров. После дробилок топливо с помощью ленточных конвейеров подается в узел пересыпки. Подача топлива от каждого вагоноопрокидывателя производится одним ленточным конвейером, производительность которого равна производительности вагоноопрокидывателя.

Суточный расход топлива определяется исходя из 24-часовой работы всех энергетических паровых котлов при номинальной нагрузке. Расход топлива водогрейными котлами устанавливается из условия 24-часовой их работы при покрытии тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца.

От первого узла пересыпки топливо с помощью двух наклонных ленточных конвейеров подается к молотковым дробилкам, где происходит его дробление на куски размером не более 25 мм. Перед дробилками устанавливаются шкивный и подвесной электромагнитные железоотделители. Производительность всех установленных дробилок принимается не менее производительности всех конвейеров подачи топлива. Для отсева мелких фракций топлива, не требующих дробления, перед дробилками размещаются грохоты или стационарные колосниковые решетки. После дробилок топливо с помощью ленточных конвейеров поступает на второй узел пересыпки главного корпуса ТЭС, где перегружается на конвейеры бункерной галереи, которые распределяют его по бункерам котлов. Количество поступающего к котлам топлива контролируется взвешиванием его на конвейерах после дробилок.

Полезная вместимость бункеров топлива паровых котлов принимается из условия обеспечения не менее 8-часового запаса для каменных углей марки АШ и не менее 5-часового для бурых углей.

В котельное отделение топливо подается двумя ленточными конвейерами, рассчитанными на трехсменную работу, из которых один является резервным, хотя возможность их одновременной работы должна быть обеспечена.

Для электростанций мощностью 4000 МВт и выше или при расходе топлива более 2000 т/ч топливоподача выполняется с двумя самостоятельными вводами в главный корпус (один со стороны постоянного торца, другой в центре главного корпуса).

Создание резерва топлива и устранение возможного несоответствия между его поставкой и расходом обеспечиваются складами топлива. Вместимость складов принимается, как правило, равной 30-суточному расходу топлива (для электростанций, располагаемых в районе угольных разрезов или шахт на расстоянии до 40 км, вместимость склада принимается равной 7-суточному расходу, а на расстоянии до 100 км — 15-суточному).

На склад топливо подается однониточным ленточным конвейером от первого узла пересыпки. Со склада оно транспортируется также однониточным конвейером. При этом производительность всех механизмов подачи топлива со склада принимается не менее производительности конвейера.

Срок хранения топлива на складе с запасом более 100 тыс. т устанавливается для бурых углей 0,4—0,5 года, для каменных углей 2—6 лет в зависимости от устойчивости к самовозгоранию.

В системах топливоподачи широко применяются ленточные конвейеры с тканевой прорезиненной лентой шириной 1600—2000 мм и скоростью движения 1,6; 2 или 2,5 м/с. Такие транспортеры имеют производительность от 1600 до 4000 т/ч. Угол подъема стационарного конвейера может достигать 15°, а длина — нескольких сотен метров. Для сбрасывания топлива с ленты конвейера применяются плужковые сбрасыватели, которые устанавливаются над лентой и снабжаются устройством подъема и опускания.

Для отбора из потока дробленого топлива случайно находящихся в нем древесной щепы, тряпья и бумаги, которые могут служить причиной аварий механизмов пылеприготовления и горелок котла, используются

щепоуловители. Щепоуловитель представляет собой гребенчатый ротор диаметром около 1 м с несколькими рядами гребенок по окружности. Их устанавливают в потоке мелкодробленого топлива, падающего с барабана ленточного конвейера (в частности, на узле пересыпки в главном корпусе электростанции). При вращении ротора гребенки прочесывают поток падающего угля, выхватывая примеси, и удаляют их.

Вторичное дробление топлива на куски размером не более 25 мм происходит в молотковых дробилках производительностью до 1250 т/ч. Работа каждой дробилки предусматривается только с одной линией конвейера. Как и при предварительном дроблении, перед дробилками устанавливаются решетки для отсеивания мелких фракций, что позволяет повысить эффективность дробления.

Для улучшения санитарных условий труда обслуживающего персонала, а также предотвращения пожаров и взрывов, которые могут происходить из-за отложений пыли в системе топливоподачи, применяют эффективное обеспыливание. При этом используются аспирация, паро-, гидро- и пенообеспыливание. Наибольший эффект достигается при применении пенообеспыливания противопыльным 30%-ным концентратом. Распыленный воздухом пенораствор, содержащий поверхностно-активные вещества (в основном продукты переработки нефти), закрывает топливо пеной толщиной до 20 мм, что препятствует выходу пыли и выбиванию ее при пересыпке и разгрузке топлива. Серийно выпускаемые пенообразователи производительностью 2—3 м³/мин устанавливаются в местах разгрузки и пересыпки топлива.

Для удаления угольной пыли в помещениях топливоподачи применяют тумано-образователи.

При хранении и транспортировке топлива неизбежны его потери. Значения потерь топлива при переработке и хранении нормируются и составляют в зависимости от вида топлива: при разгрузке 0,05—0,1 %; при пересылках на тракте топливоподачи, подаче на склад и выдаче с него 0,15—0,25 % и при хранении на складе в течение года 0,2—0,3 %.

Хранение топлива на складе требует постоянного наблюдения и обслуживания. Во избежание самовозгорания топлива на складе штабели и их откосы уплотняют укаткой бульдозерами и катками. Систематически контролируют температуру внутри штабеля: при непрекращающемся росте температуры выше 60 °С топливо со склада отправляют в тракт топливоподачи к котлам. Кроме бульдозеров склады оснащены кранами-перегрузателями непрерывного действия с ковшовыми транспортерами производительностью 1800 т/ч и пролетом моста 90 м или роторными погрузочными машинами производительностью 1500—2000 т/ч.

В схеме (рис. 14-1), полувагоны разгружаются в разгрузочном устройстве с двумя вагонопрокидывателями, один из которых резервный.

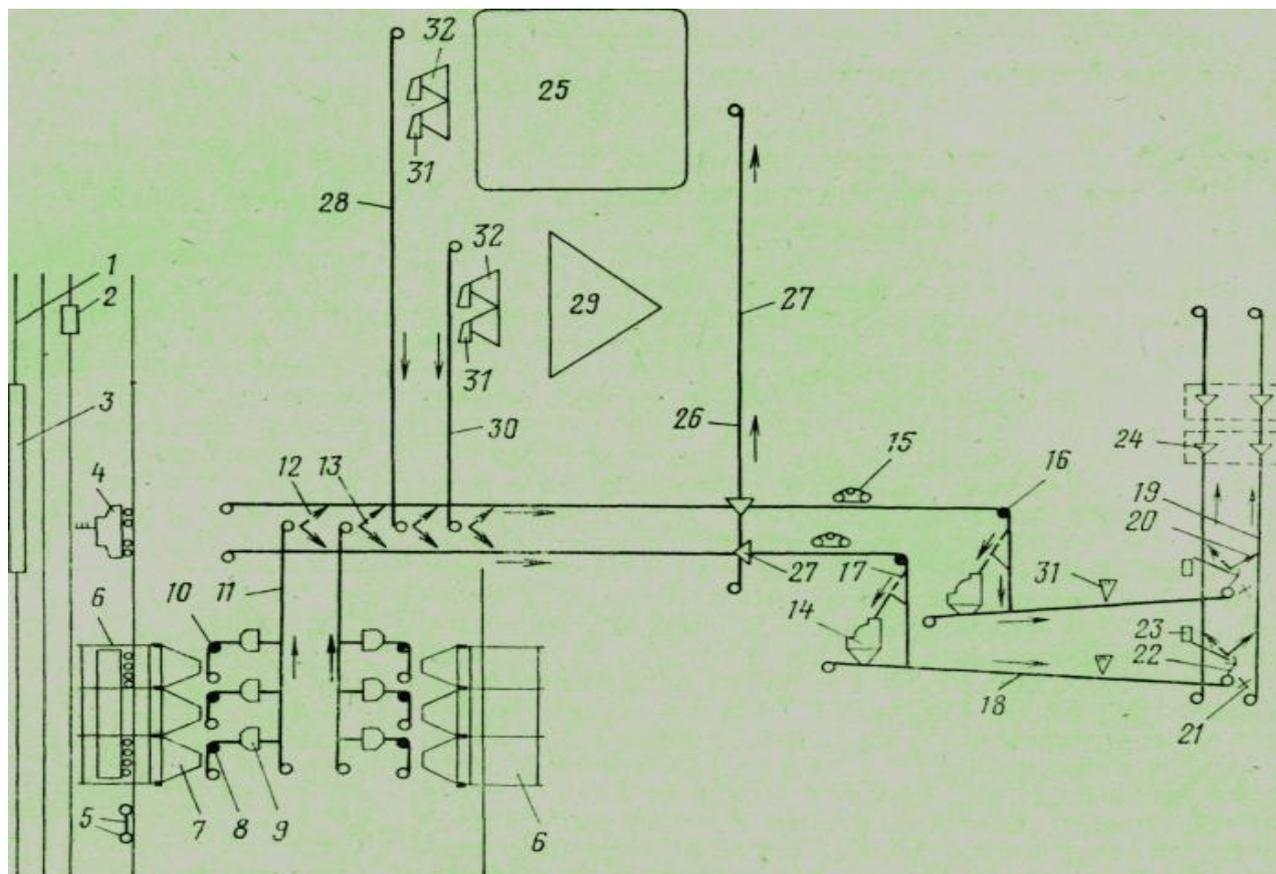


Рис. 14-1. Принципиальная схема топливного хозяйства.

Для распределения топлива по бункерам парогенераторов на ленточных конвейерах 19 бункерной галереи устанавливают стационарные или передвижные плужковые сбрасыватели 24. Из установленных под вагонопрокидывателями бункеров 7 топливо ленточными питателями 8

направляется в дробилки предварительного дробления 9. Для предохранения дробилок от поломок попавшими в топливо металлическими предметами перед ними устанавливаются шкивные магнитные сепараторы 10, являющиеся одновременно приводными барабанами ленточных питателей. Уловленный металл через отводной короб сбрасывается в тележку. После дробилок топливо ленточным конвейером 11 подается в узел пересылки, где перекидным шибром 12 оно может быть подано по коробам на один из последующих ленточных конвейеров 13, транспортирующих топливо в молотковые дробилки 14. Перед молотковыми дробилками предусматривается двойная система очистки топлива от металлических предметов подвесным магнитным сепаратором 15 и шкивным 16. Перед молотковыми дробилками для отсева мелких фракций топлива, не требующих дробления, устанавливается грохот или стационарная колосниковая решетка 17. Раздробленное до нужного размера топливо, так же как и топливо, отсеянное грохотом, поступает на ленточный конвейер 18, с которого может быть направлено на один из конвейеров 19 бункерной галерей перекидным шибром 20. У приводных станций конвейеров 18 щепоуловителем 21 удаляется из потока топлива щепа и осуществляется отбор пробы пробоотборной установкой 22 с подачей ее в проборазделочную установку 23.

На территории электростанции организуется резервный запас топлива на складе 25. Подача топлива на склад осуществляется ленточным конвейером 26, на который топливо подается по пересыпным коробам стационарными плужковыми сбрасывателями 27, установленными на конвейерах 13. Выдача топлива с резервного склада предусматривается системой однониточных конвейеров 28.

Для предотвращения простоя груженых полувагонов в тех случаях, когда бункера парогенераторов заполнены углем, предусматривается расходный штабель угля 29, топливо из которого выдается в основной тракт топливоподачи отдельным конвейером 30. Загрузка топливом конвейеров 28 и 30 производится питателями 31, которые установлены под бункерами 32. В бункера топливо подается со склада бульдозерами. Ленточными

автоматическими весами 31, установленными на конвейерах 18, осуществляется контроль количества топлива, поданного в бункера парогенераторов.

Из технологической схемы топливоподачи в отдельных случаях могут быть исключены отдельные элементы. Так, если на электростанцию поступает топливо мелкое, не смерзающееся в полувагонах и на складе, из схемы могут быть исключены дробилки предварительного и мелкого дробления. И наоборот, для дробления смерзшихся глыб и крупных кусков топлива на решетках бункеров разгрузочного устройства предусматривается установка дробильно-фрезерных машин.

Газовое хозяйство ТЭС

Наиболее простым является топливное хозяйство электростанций, работающих на газовом топливе. Однако при сооружении таких электростанций, как правило, предусматривается возможность их работы не только на газе, но и на мазуте.

Газ поступает на электростанцию от газопровода или газораспределительной станции (ГРС) с давлением 0,7-1,3 МПа (высокого давления) или 0,3— 0,5 МПа (среднего давления) по одной линии подземного трубопровода. Для снижения давления газа у форсунок котла до 0,13-0,2 МПа предусматривается его дросселирование в газорегулирующем пункте (ГРП). Дросселирование возможно в одну или две ступени в зависимости от общего перепада давления газа. Ввиду резкого шума при дросселировании газа ГРП размещается в отдельном (заглубленном в землю) здании на территории электростанции и оборудуется предохранительными противопожарными и противовзрывными устройствами.

Производительность ГРП на электростанциях, работающих на газовом топливе в качестве основного, рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами. Для конденсационных станций мощностью до 1200 МВт и ТЭЦ паропроизводительностью до 4000 т/ч сооружается один ГРП, а для электростанций большей мощности — два или более. В каждом ГРП предусматривается одна резервная установка, регулирующая давление газа.

Прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняется наземной. Подвод газа от ГРП к магистрали котельного отделения и от магистрали к котлам не резервируется и осуществляется по одной линии. Арматуру на основных газопроводах устанавливают только стальную.

Принципиальная схема газоснабжения электростанции показана на рис. 14.2. Для очистки газа от механических примесей перед регулирующими клапанами имеются фильтры. Давление газа при входе в ГРП и после регулирующих клапанов контролируется манометрами. Количество газа, подаваемого в ГРП, регистрируется расходомером.

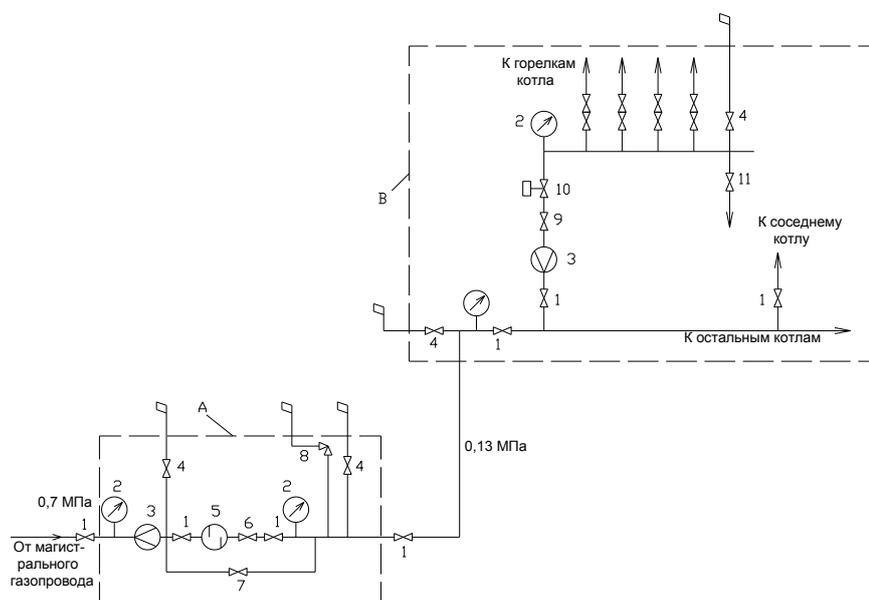


Рис 14.2 – Принципиальная схема газоснабжения электростанции: А – ГРП; В – Котельное отделение;

1 – запорные задвижки; 2 – манометры; 3 – расходомеры; 4 – продувочные свечи; 5 – фильтр; 6 – регулятор давления газа на ТЭС; 7 – задвижка на байпасе; 8 – предохранительный клапан; 9 – регулятор расхода газа в топку котла; 10 – импульсный отсечной быстродействующий клапан; 11 – дренаж газопровода.

На газопроводах перед и после ГРП применяют задвижки с электроприводом. Для предотвращения повышения давления за регулирующими клапанами выше допустимого устанавливают предохранительный клапан.

На газопроводе к каждому котлу имеются: запорная задвижка, шайба расходомера, регулятор расхода газа, импульсный отсечной быстродействующий клапан, работающий автоматически в зависимости от падения давления воздуха у горелок до заданного значения, а также при остановке электродвигателя дутьевого вентилятора или дымососа. Регулятор

расхода газа управляется исполнительным механизмом системы автоматики горения по двум импульсам: давлению пара в парогенераторе и перепаду давления на диафрагме паромера. Для продувки газопроводов имеются продувочные свечи с плотными запорными устройствами.

Наружный газопровод от ГРП до котельного отделения прокладывается на эстакаде. Температурные удлинения воспринимаются компенсаторами. Газопровод покрывается тепловой изоляцией.

Расход газа, поступающий на электростанцию, измеряется в м³/ч при нормальных условиях дроссельными самопишущими газомерами, устанавливаемыми на общей магистрали котельного отделения, а также на газопроводе к каждому парогенератору.

Мазутное хозяйство ТЭС

В качестве жидкого топлива на ТЭС используется тяжелый продукт переработки нефти — мазут. Он применяется как основное топливо и как резервное для электростанций, работающих на газе, а также как растопочное — на электростанциях, работающих на твердом топливе.

Суточный расход мазута определяется в расчете на 20-часовую работу всех энергетических паровых котлов при номинальной нагрузке и 24-часовую работу водогрейных котлов для покрытия тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца.

Мазутное хозяйство (рис. 14.3) включает в себя систему мазутопроводов, паро- и конденсатопроводов, насосные станции, приемно-разгрузочные устройства, емкости для слива и хранения, очистные сооружения.

Доставка мазута на электростанцию выполняется в основном железнодорожным транспортом. Приемно-разгрузочное устройство на ТЭС состоит из разгрузочной эстакады, оборудованной системой межрельсовых лотков и разводящих каналов для самотечного слива, приемных резервуаров и устройства для разогрева мазута.

Вместимость приемных резервуаров принимается не менее 20 % вместимости цистерн, устанавливаемых под разгрузку. Для разогрева мазута в

цистернах используют пар давлением 0,8—1 МПа с температурой 200—220 °С, который вводится в цистерны по гибким шлангам с соплами. В зависимости от марки мазута подогрев его ведется до определенной температуры, равной 40—75 °С. При этом обводнение мазута достигает зимой 5 %. Обводнение устраняется в хранилищах с циркуляционным разогревом, при котором происходит выпаривание воды и снижение влажности мазута до 1 %.

Вместимость мазутохранилищ предусматривается равной: для электростанций, использующих мазут в качестве основного топлива, — 15-суточному запасу; для электростанций на газе, использующих мазут как резервное топливо, — 10-суточному запасу; для электростанций на газе, использующих мазут как аварийное топливо, — 5-суточному запасу и для пиковых водогрейных котлов — 10-суточному запасу.

Растопочное мазутное хозяйство для электростанций на твердом топливе сооружается при общей производительности котлов более 8000 т/ч с тремя резервуарами вместимостью 3000 м³; при меньшей мощности электростанции устанавливаются также три резервуара вместимостью 2000 м³.

Подогрев мазута в резервуарах производится циркуляционным способом, который обеспечивает интенсивное перемешивание мазута и выравнивание температуры в баке, что способствует выпариванию влаги.

К энергетическим и водогрейным котлам мазут подается от мазутного хозяйства по двум магистралям, каждая из которых рассчитана на 75 % номинальной подачи с учетом рециркуляции. Подача основных мазутных насосов выбирается с учетом дополнительного расхода на рециркуляцию. Для рециркуляционного разогрева мазута предусматривается по одному резервному насосу и подогревателю.

Пар к подогревателям также подводится по двум магистралям, каждая из которых рассчитана на подачу 75 % необходимого расхода. Откачка конденсата из подогревателей осуществляется не менее чем двумя конденсатными насосами.

При использовании мазута в качестве растопочного топлива вместимость приемной емкости принимается равной не менее 120 м³ (без резервирования

насоса перекачки). Подача мазута в котельное отделение производится по одному трубопроводу с установкой не менее двух насосов, в том числе одного резервного. Пропускная способность мазутопроводов и подача насосов в этом случае предусматриваются с учетом общего числа, мощности и режима работы агрегатов электростанции. При этом число одновременно растапливаемых агрегатов должно быть не более четырех по 200 МВт или трех по 300 МВт и более с нагрузкой до 30 % номинальной для конденсационных станций или двух наибольшей производительности с нагрузкой до 30 % номинальной на ТЭЦ. Для уменьшения коррозии и загрязнения поверхностей нагрева котла при сжигании мазута применяются присадки на органической или минеральной основе.

Основными объектами мазутного хозяйства являются (рис.14.3): приемно-разгрузочное устройство, мазутохранилище (мазутный склад), насосная станция, мазутопроводы, арматура. Приемно-сливное устройство предназначено для приема мазута из железнодорожных цистерн, разогрева, слива и перекачивания мазута в резервуары-хранилища. Сооружения приемно-сливного устройства рассчитывают на прием цистерн грузоподъемностью 50, 60 и 120 т. Для слива мазута необходим предварительный разогрев его в цистернах до температуры 60-70 °С. Время подогрева и слива одной стоянки не должно быть больше 9-ти часов.

Окончательный подогрев до температуры 120–150°C, выбранной из условий распыления, осуществляется в подогревателях, установленных у насосной станции .

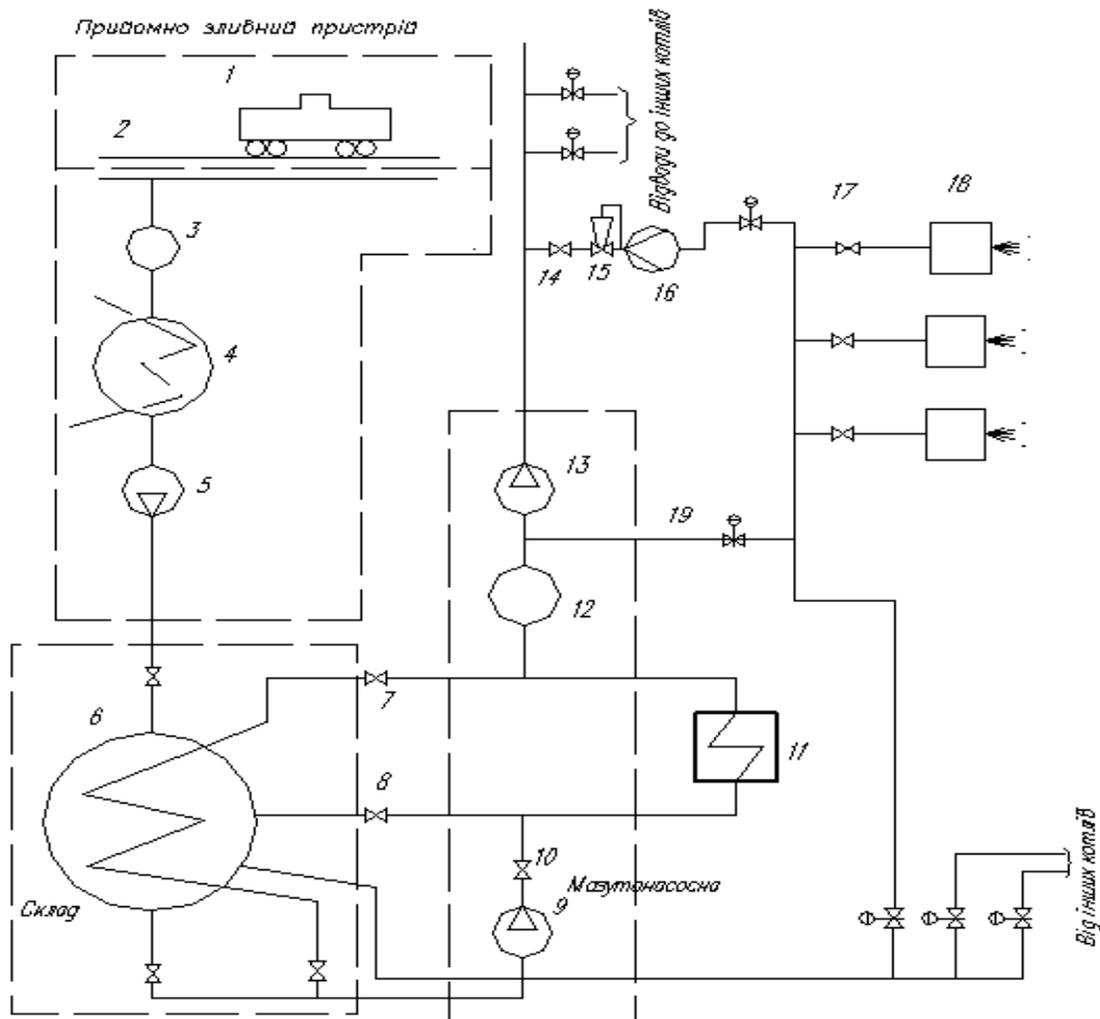


Рис.14.3. Технологическая схема мазутного хозяйства: 1-цистерна; 2-сливное устройство; 3-фильтр грубой очистки; 4-приемный резервуар; 5-перекачивающий насос; 6-основной резервуар; 7,8,19-линии рециркуляции мазута; 9-насос первого подъема; 10-обратный клапан; 11-подогреватель мазута; 12-фильтр тонкой очистки; 13-насос второго подъема; 14-запорная задвижка; 15- регулятор расхода; 16-расходомер; 17-задвижка; 18-форсунки котла.

Золоудаление

Система удаления и складирования золы и шлака современных крупных электрических станций, называемая золоудалением, представляет собой сложный комплекс, включающий специальное оборудование и устройства, а также многочисленные инженерные сооружения. Ее назначением является удаление шлака, образующегося в топках, и золы, уловленной золоуловителями парогенераторов, транспорт их за пределы электростанции, часто на значительное расстояние (до 10 км и больше), и организация их складирования на золошлакоотвалах.

На действующих электростанциях в основном осуществлено гидравлическое золошлакоудаление. В ряде случаев применены *комбинированные* системы, например, для сбора золы от золоуловителей - *пневматическая*, а для удаления шлака и золы за пределы территории электростанции — *гидравлическая*.

Различают следующие основные системы гидрозолоудаления (рис. 14-4):

а) совместный гидротранспорт шлака и золы (шлакозоловой пульпы) центробежными (багерными) насосами, эжекторными гидроаппаратами по стечным каналам; б) отдельный гидротранспорт, когда шлаковую пульпу транспортируют багерными насосами или эжекторными гидроаппаратами, а золовую — центробежными (шламовым) насосами, либо и шлак и золу транспортируют по отдельным самотечным каналам.

Гидротранспорт золы и шлака по самотечным каналам или трубам является наиболее простым, надежным и экономичным, но его возможно осуществлять лишь в сравнительно редких случаях, когда имеется благоприятный профиль местности и золошлакоотвал располагается на значительно более низком уровне, чем главное здание электростанции.

Раздельное удаление и складирование золы и шлака применяют. а) при наличии благоприятных местных условий, когда более экономична подача шлака на имеющийся вблизи электростанции отвал, а золы — в отвал, расположенный на более далеком расстоянии; б) при наличии соответствующих требований использования шлака и золы для различных целей, когда смешение их недопустимо.

Наиболее универсальной и экономичной является система гидрозолоудаления с багерными насосами, транспортирующими совместно золовую и шлаковую пульпу. В настоящее время для мощных электростанций осуществляют, как правило, эту систему гидрозолоудаления. Этот способ получил широкое распространение также и вследствие его экономичности и способности обеспечить нормальные санитарно-гигиенические условия труда в парогенераторном помещении. Системы гидравлического золоудаления можно выполнять любой производительности, что обуславливает перспективность их

дальнейшего применения при возрастании единичной мощности энергоблоков и электростанций в целом.

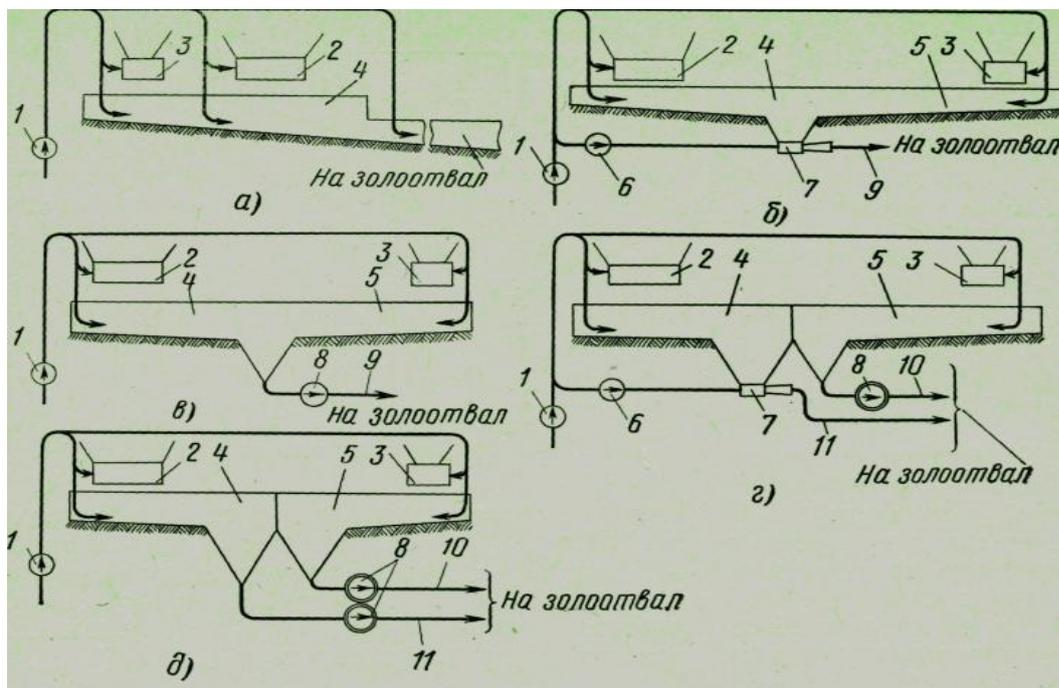


Рис. 14.4. Принципиальные схемы гидрозолоудаления электростанций.

а — самотечная система; *б* — совместный гидротранспорт золы и шлака эжекторными гидроаппаратами; *в* — то же багерными насосами; *г* — отдельный гидротранспорт шлака (эжекторными гидроаппаратами) и золы (шламовыми насосами); *1* — насос смывной воды; *2* — устройство для удаления шлака, образовавшегося в топке; *3* — золосмывной аппарат; *4* и *5* — золошлаковый канал; *6* — насос эжектирующей воды; *7* — эжекторный гидроаппарат; *8* — багерный насос; *9* — золошлакопровод; *10* — золопровод; *11* — шлакопровод.

Вследствие большого расхода воды в системах гидрозолоудаления до нескольких тысяч кубических метров в час, а также повышенных требований к чистоте вод, сбрасываемых в водоемы общего пользования, системы гидрозолоудаления осуществляют с замкнутой схемой водоснабжения, когда повторно используется вода, осветленная в отстойнике золошлакоотвала (рис. 14.4).

В некоторых случаях осуществляют гидропневматическую систему золоудаления, которая отличается от чисто гидравлической тем, что для подачи шлакозоловой пульпы на золошлакоотвал используется *эрлифт* (пнеumoгидравлический подъемник) либо сбор золы внутри парогенераторного помещения осуществляется пневматически, а затем к аэрозоловой смеси

подают воду и золу на золоотвал транспортируют в виде трёхфазной смеси (зола, воздух, вода); удаление шлака — гидравлическое.

В случаях недостатка воды, невозможности организации золошлакоотвала вблизи электростанции, в условиях вечной мерзлоты вместо гидравлической применяют пневматическую систему золоудаления. Эта система сложнее гидравлической и требует значительно больших эксплуатационных расходов. При промышленном использовании сухой золы и шлака обязательно применяется в качестве резервной гидравлическая система.

Пневматическую систему золоудаления осуществляют по напорной, всасывающей (вакуумной) или смешанной схеме (в парогенераторном помещении — вакуумная, а за его пределами — напорная, допускающая передачу золы на расстояние до 1 км и больше).

Для удаления шлака в этих случаях используют гидравлическую систему. Из-за недостатков, присущих напорной системе (пыление), преимущественное применение получила вакуумная система пневмозолоудаления. Рациональный выбор метода золоудаления — гидравлического, пневматического или комбинированного в увязке с возможностями утилизации золы и шлака, получаемых при сжигании различных видов топлива, обосновывают при проектировании электростанции. Стоимость удаления золы на одинаковые расстояния от электростанции при пневматическом золоудалении, как правило, выше, чем при гидравлическом, так как пневматические системы требуют больших затрат на ремонт и транспорт золы.

Очистка и отвод в атмосферу дымовых газов

Через дымовые трубы электростанций в атмосферу поступают: летучая зола и частицы недогоревшего пылевидного топлива (унос), сернистый и серный ангидрид, окислы азота и газообразные продукты неполного сгорания, а при сжигании мазута, кроме того, соединения ванадия, соли натрия, коксик и частицы сажи, удаляемые с поверхностей нагрева при их обдувке. В золе, некоторых видов топлива содержатся также мышьяк, свободная двуокись кремния, свободная окись кальция и др.

При сжигании природного газа выброс окислов азота является единственным, но весьма существенным загрязнителем атмосферы. Парогенератор производительностью 950 т/ч на АШ выбрасывает в атмосферу около 60 т окислов азота в сутки.

Примеси, заключающиеся в дымовых газах, загрязняя атмосферный воздух, оказывают при определенных концентрациях весьма вредное влияние на человеческий организм и растительный мир, а также увеличивают износ механизмов, интенсифицируют процессы коррозии металлов, разрушающе действуют на строительные конструкции зданий и сооружений.

Предельно допустимой признана такая концентрация, которая не оказывает на человека прямого или косвенного вредного и неприятного действия, не снижает работоспособности, не влияет на его самочувствие или настроение. При косвенном действии учитывалось влияние вредных веществ на микроклимат и зеленые насаждения.

При совместном наличии в выбросах ТЭС сернистого ангидрида и окислов азота их комбинированное действие рассчитывается с учетом влияния обоих компонентов. Общая концентрация их смеси, выраженная в долях ПДК каждого при изолированном их действии, согласно требованиям санитарных органов не должна превышать 1.

Для объективного сравнения различных энергетических топлив в отношении загрязнения продуктами их сгорания воздушного бассейна подсчитан обобщающий показатель, представляющий собой сумму частных показателей вредности каждой загрязняющей примеси с учетом ее токсичности, определяемой соответствующими значениями ПДК.

Для защиты населения от вредных выбросов по правилам, предписываемым санитарными нормами, при проектировании электростанций предусматривается отделение их от жилых районов санитарно-защитными зонами, протяженность которых определяется количеством выбросов (зола, окислов серы и азота) и розой ветров так, чтобы концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе не превышала допустимой (ПДК).

В настоящее время электростанции проектируют и сооружают с соблюдением указанных требований. Это обеспечивается на электростанциях, сжигающих пылевидное топливо, установкой эффективных золоуловителей и сооружением дымовых труб большой высоты, создающих более благоприятные условия для рассеивания дымовых газов, включая и рассеивание окислов серы и азота. На электростанциях, работающих на жидком топливе, основным мероприятием является сооружение высоких дымовых труб.

Тип золоуловителей и высоту дымовых труб выбирают в соответствии с расчетом рассеивания в атмосфере выбросов из дымовых труб. Дополнительные трудности в обеспечении приемлемых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе возникают при строительстве электростанций (ТЭЦ) в районах с развитой промышленностью или в крупных городах, где *фоновые* концентрации одних и тех же загрязняющих веществ уже близки к предельно допустимым значениям. В этих случаях благотворное влияние оказывает широкое развитие теплофикации, благодаря чему взамен большого числа мелких котельных, не имеющих современных устройств для очистки выбрасываемых дымовых газов, сооружают мощные теплоэлектроцентрали, которые размещают при использовании сернистого и многозольного топлива на значительном расстоянии от жилых кварталов и промышленных предприятий. На этих ТЭЦ устанавливают совершенное энергетическое оборудование, применяют наиболее эффективные золоулавливающие устройства и сооружают высокие дымовые трубы.

Основные физико-механические свойства золы

На работу золоулавливающих установок оказывают влияние следующие характеристики золы.

Дисперсность. О дисперсности летучей золы, полученной при сжигании некоторых углей в пылевидном состоянии, можно судить по полному остатку в % для частиц размером, мкм. Так, например, для АШ полный остаток составляет 73 % для частиц размером 10 мкм, 51 % для частиц размером 20 мкм, 38 % для частиц размером 30 мкм, 30 % для частиц размером 40 мкм, 24 %

для частиц размером 50 мкм, 15 % для частиц размером 60 мкм. Аналогичные данные есть по основным видам угольного топлива.

Слипаемость. Способность золы слипаться и налипать на стенки золоулавливающих аппаратов и газоходов, оказывающая большое влияние на надежность их работы, зависит от свойств образующего ее материала, от ее влажности, крупности, температуры и других факторов.

Сыпучесть. От свойств золы, формы и размера частиц, влажности и других факторов зависит также ее сыпучесть, которая характеризуется углом естественного откоса 40—50°, коэффициентом трения о сталь 0,47—0,84 и о бетон 0,84—1,00 (нижний предел — при движении, верхний — в покое).

Плотность золы, кг/м³, различных углей составляет 1,9—2,9 (кажущаяся) и 0,4—1,1 (насыпная).

Абразивность золы изменяется в широких пределах.

Удельное электрическое сопротивление слоя золы зависит от вида топлива, температуры и влажности газов и некоторых других факторов.

Способы уменьшения содержания окислов серы и азота в уходящих дымовых газах

Уменьшение содержания серы в топливе

При использовании твердого топлива возможно уменьшение содержания в нем серы посредством механического обогащения, если сера находится в нем, например, в виде относительных крупных включений колчедана. Одним из способов является обогащение энергетических топ лив.

Выделение серы из мазута встречает большие затруднения из-за того, что основная ее часть находится в мазуте в виде малоактивных соединений, обладающих высокой термостойкостью, вследствие чего их трудно разрушить только воздействием кислот и щелочей. Поэтому для выделения серы мазут подвергают нагреву при высокой температуре или сочетают этот процесс с воздействием химических веществ.

Осуществляется установка для проверки в промышленном масштабе предварительной газификации под давлением мазута с высоким содержанием

серы с утилизацией тепла продуктов газификации и их очистки от соединений серы.

Наиболее радикальным решением вопроса рационального использования нефти с высоким содержанием серы является снижение непосредственно на самих нефтеперерабатывающих заводах содержания серы в топливе, поступающем на электростанции до требуемых пределов (0,5—1,0%).

С учетом крайней технологической сложности очистки дымовых газов от окислов серы и вытекающей из этого их дороговизны получение малосернистого мазута для снабжения топливом электростанций целесообразнее, чем улавливание SO_2 из дымовых газов.

Очистка дымовых газов от окислов серы

Сооружают крупные опытно-промышленные установки для очистки дымовых газов от SO_2 : по *аммиачно-автоклавному* методу с получением элементарной серы и сульфата аммония и по *магнезитовому* методу с получением серной кислоты и окиси магния, возвращаемой в цикл сероочистки.

На одной из электростанций Японии, сжигающей мазут с содержанием серы 1,8%, осуществлена опытно-промышленная установка очистки дымовых газов от окислов серы *активированным углем*. Производительность установки 160 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ (применительно к агрегату мощностью 55 МВт). Степень очистки газов 80%. Метод очистки состоит из нескольких последовательных ступеней: адсорбция двуокиси серы, образование серной кислоты путем гидратной реакции SO_2 и растворение серной кислоты в воде. По мнению японских специалистов этот метод достаточно эффективен, но он очень дорог.

Анализ результатов технико-экономических исследований использования всех разработанных до настоящего времени методов очистки дымовых газов от окислов серы показывает, что пока еще нет оснований для широкого их внедрения, а потому в энергетике их практически и не применяют. Так, например, сооружение установок для очистки дымовых газов от SO_2 по магнезитовому или аммиачному методу при использовании уловленного сернистого ангидрида приводит к увеличению стоимости установленного 1 кВт на 25%, а при более простых методах, не предусматривающих использования

сернистого ангидрида, стоимость отпускаемой электроэнергии увеличивается на 15—20%. Поэтому лишь в отдельных случаях, когда этого потребуют особые условия санитарного состояния воздушного бассейна в районе какой-либо электростанции, может оказаться необходимым сооружение установки для очистки дымовых газов от окислов серы.

Вместе с тем дальнейший прогресс в разработке новых и усовершенствовании имеющихся методов очистки газов от окислов серы может привести к созданию методов, удовлетворяющих техническим и экономическим требованиям, предъявляемым к сероочистительным установкам электростанций. С этой целью сооружают новые опытно-промышленные установки для очистки дымовых газов от SO_2 при сжигании высокосернистого мазута и каменного угля с большим содержанием серы.

Уменьшение выбросов окислов азота в атмосферу

Количество образующихся окислов азота увеличивается с ростом температуры, избытка воздуха и времени пребывания газов в зоне реагирования. Образование окиси азота заканчивается в топке, а в конвективных газоходах лишь 1—2% окиси азота окисляется до двуокиси. Таким образом, основным продуктом при высокотемпературном сжигании топлива является окись азота, которая при выбросе в атмосферу и естественном разбавлении до низких концентраций медленно окисляется в двуокись. Последняя, поглощая ультрафиолетовое излучение солнца, распадается на окись азота и атомарный кислород. Вследствие того что в атмосфере всегда присутствуют углеводороды (например, от выхлопных газов автотранспорта), возникает цепь сложных их взаимодействий с окислами азота, в результате чего вновь образуется двуокись азота, которая в четыре раза токсичнее окиси азота. Поэтому опасность присутствия окиси азота в воздухе связана не столько с ее токсичностью, сколько с возможностью образования из нее двуокиси азота, оказывающей неблагоприятное воздействие на дыхание человека и животных.

Основным мероприятием для снижения выбросов окислов азота в атмосферу является непосредственное воздействие на процесс их образования в топочных камерах парогенераторов. Образование окислов азота в процессе

сгорания топлива уменьшается как при снижении температуры горения, так и концентрации кислорода и длительности пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур. В настоящее время уменьшить образование окислов азота в дымовых газах возможно применением следующих конструктивных и режимно - технологических мероприятий: рециркуляцией дымовых газов в зону повышенных температур, организацией двухступенчатого сжигания, рациональным выбором типа, производительности и размещения горелочных устройств, работы с малыми избытками воздуха и др.

По имеющимся данным, например, в результате рециркуляции дымовых газов при сжигании мазута концентрация окислов азота в дымовых газах может быть снижена более чем в 2,5 раза. При двухступенчатом сжигании, когда в первой ступени топливо сжигается при недостатке или стехиометрическом количестве первичного воздуха, а вторичный воздух подводится к факелу в сечении, где температура газового потока снижается, образование окислов азота ограничивается не только пониженной температурой, но и недостатком кислорода.

Одним из режимных мероприятий для уменьшения выброса вредных окислов на ТЭС может явиться частичный (10—30%) переход при неблагоприятных метеорологических условиях (инверсия) в периоды пиковых концентраций SO_2 в атмосфере городов на сжигание топлива с пониженным содержанием серы.

Отвод в атмосферу дымовых газов. Дымовые трубы

Одним из основных средств уменьшения загрязнения атмосферы вредными примесями, выбрасываемыми через дымовые трубы тепловых электростанций, является улучшение рассеивания дымовых газов. Этому способствует уменьшение числа дымовых труб на электростанции (источников выбросов) и увеличение их высоты, а также скорости газов на выходе из устья трубы, что препятствует отклонению потока дымовых газов вниз.

При большой высоте труб дымовые газы, вынесенные в высокие слои атмосферы, продолжают распространяться в них, вследствие чего резко снижается концентрация вредных примесей в приземном слое воздуха. При

этом в неблагоприятных атмосферных условиях дымовой факел может прорваться через верхний слой инверсионной зоны атмосферы и, таким образом, в известной мере окажется изолированным от контакта с нижними ее слоями.

В настоящее время на мощных электростанциях сооружают дымовые трубы высотой 250 и 320 м, в некоторых случаях высотой 365 м (электростанция Митчелл, США); рассматриваются вопросы создания труб высотой 400 и 500 м.

Стоимость дымовых труб с увеличением их высоты резко возрастает. По имеющимся расчетам при увеличении высоты от 180 до 250 м стоимость дымовой трубы возрастает примерно в 3 раза, а до высоты 320 м — в 6—10 раз, поэтому вполне естественно стремление присоединить к одной трубе возможно большую мощность — до 1600—2000 МВт и более; например, на электростанции Дрэкс (Англия) мощностью около 4000 МВт установлена всего одна трехствольная дымовая труба высотой 260 м.

Авария или вывод из работы таких труб для ремонта вызывают существенный экономический ущерб, вследствие чего резко возросли требования к повышению надежности и долговечности труб большой высоты. Особенно ухудшаются условия работы дымовых труб в результате снижения температуры уходящих газов современных парогенераторов, способствующего конденсации водяных паров в ограждающих конструкциях трубы. При сжигании топлива с большим содержанием серы в дымовых трубах образуется агрессивная среда и повышается температура точки росы.

Теоретические исследования и натурные измерения показали, что при увеличении скорости движения дымовых газов выше определенного предела (примерно 20 м/с) в конических стволах дымовых труб возникает избыточное давление газовой среды по отношению к окружающему воздуху, достигающее 200—300 Па, при наличии разрежения в нижней части трубы (рис. 14.5). Под влиянием этого давления в железобетонных трубах происходит перемещение среды от внутренней поверхности футеровки к наружной поверхности железобетонного ствола, что увеличивает скорость разрушения футеровки и

вызывает коррозию бетона и арматуры и периодическое замораживание и оттаивание влаги в бетоне несущего ствола, в результате чего в ряде случаев уже через 5—6 лет требуется ремонт труб. С целью повышения надежности железобетонных дымовых труб конструкции, ограждающие газовый поток и воспринимающие температурные напряжения, стали отделять от наружных конструкций, которые должны воспринимать внешние нагрузки (ветровые) и собственную массу.

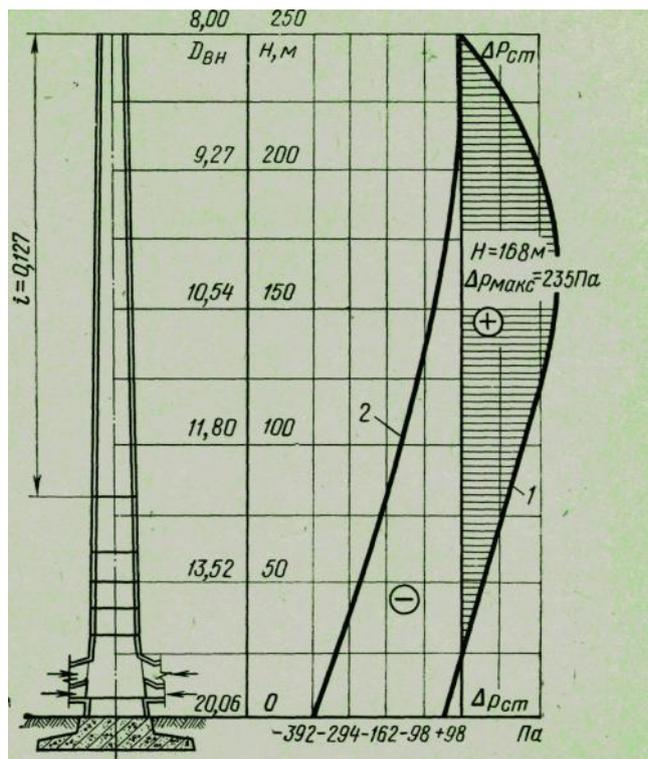


Рис. 14.5. Эпюра статических давлений в железобетонной дымовой трубе $H=250$ м, $d_0=8$ м. 1 — при работе четырех блоков по 300 МВт на трубу при нагрузке 100%; 2 — то же при нагрузке 50%.

В конструкциях дымовых железобетонных труб высотой 250 м и диаметром устья 6,5; 8,0; 9,6 м вместо тепловой изоляции между железобетонным стволом и футеровкой создан воздушный вентилируемый кольцевой канал шириной 150 мм (рис. 14.6), в котором вентилятором поддерживается по всей высоте статическое давление, превышающее давление в газоотводящем стволе. Разность этих давлений называют противодавлением. Это предотвращает, фильтрацию и диффузию агрессивных компонентов дымовых газов к железобетонному стволу и предохраняет его от коррозии. Во избежание растрескивания футеровки подаваемый воздух подогревают в

калорифере до 45—90°C из условия получения допустимого перепада температур в конструкции футеровки.

В зависимости от температуры наружного воздуха (при $\Gamma_{\text{в}}=130^\circ\text{C}$) рекомендуется следующий его начальный подогрев:

| | | | | | |
|--------------------------------------|-----|-----|----|-----|-----|
| температура наружного воздуха, °C | -20 | -10 | 0 | +10 | +20 |
| температура начального подогрева, °C | 85 | 80 | 70 | 60 | 50. |

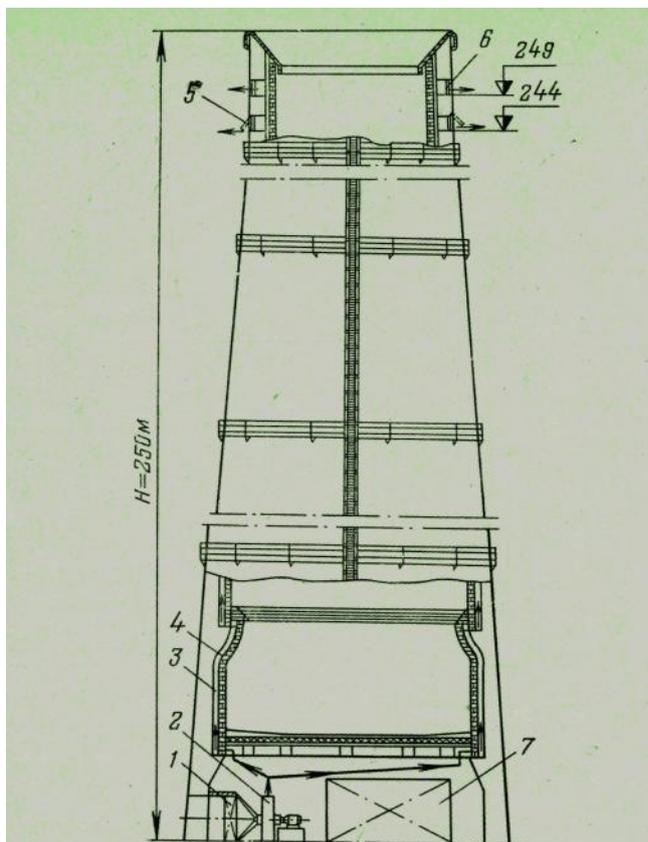


Рис. 14.6. Дымовая одноствольная железобетонная труба ($H=250$ м). 1 — калорифер; 2 — вентилятор; 3 — вентиляционный канал; 4 — футеровка; 5 и 6 — вентиляционные окна; 7 — помещение КИП.

Исследование труб такой конструкции подтвердило, что возможно создание оптимальных аэродинамических режимов в вентилируемом канале при различных условиях работы энергоблоков. С учетом того, что поддержание требуемого противодавления принудительной вентиляцией канала удорожает дымовую трубу и ее эксплуатацию, была разработана новая конструкция железобетонных труб, обеспечивающая требуемое противодавление в *естественно вентилируемом* канале переменной ширины. В результате использования энергии самотяги размеры такого канала, например для трубы высотой 250 м с диаметром устья 9,6 м, характеризуются следующими данными:

Отметка трубы, м 5 65 125 185 215 249

Ширина канала, мм. 360 270 180 90 46 20

Железобетонные трубы высотой 320 м с воздушными каналами между железобетонной оболочкой и газоотводящим каналом сооружены, например, на Углегорской и Запорожской ГРЭС. Газоотводящий канал дымовой трубы Запорожской ГРЭС диаметром 9 м впервые выполнен из кремнебетона, обладающего высокой прочностью на сжатие (50—80 МПа) и кислотостойкостью 97—98 %.

Дальнейшие исследования вопроса о выборе оптимальной конструкции дымовых труб большой высоты для мощных электростанций показали, что сооружение многоствольных дымовых труб в общей оболочке является более целесообразным, чем выполнение нескольких отдельно стоящих стволов. Многоствольные трубы улучшают условия эксплуатации и ремонта и повышают надежность благодаря возможности поочередного ремонта стволов во время ремонта энергоблоков при одновременном уменьшении стоимости дымовой трубы, отнесенной на 1 кВт установленной мощности.

Так для четырех ствольной дымовой трубы высотой 320 м для четырех блоков по 300 МВт диаметр каждого ствола составляет 4,8 м, выходная скорость газов 25 м/с. Несущая конструкция представляет собой четырехгранную башню с размерами вверху 6х6 м, а внизу 60х60 м. Стволы трубы расположены по наружным граням и состоят из царг высотой 6 м. В центре башни расположены грузопассажирский лифт и аварийная лестница. В устье трубы предусмотрен объединяющий стволы колпак, чтобы создать мощную общую струю газов для улучшения их рассеивания в атмосфере. Однако поскольку установка колпака вызывает ряд недостатков: нарушение независимости газовых трактов различных энергоблоков, усложнение конструкции трубы, ее монтажа и обслуживания, усложнение компенсации тепловых расширений при неравномерном нагреве стволов и т. д. предложено многоствольные трубы электростанций проектировать с независимыми стволами. По имеющимся расчетным данным, полученным в МЭИ на основе модельных испытаний, например, при четырех ствольной трубе с

параллельным расположением стволов образуется единый факел и его подъем окажется таким же, как и при наличии объединяющего колпака.

Многоствольные дымовые трубы запроектированы в виде металлической башни, воспринимающей ветровые нагрузки, и металлических самонесущих стволов, а также в виде железобетонной оболочки, воспринимающей ветровые нагрузки, и самонесущих металлических стволов. Широкому внедрению многоствольных дымовых труб с металлическими стволами препятствует отсутствие надежных противокоррозионных покрытий для них. Многоствольные дымовые трубы можно осуществлять также с использованием в качестве газоотводящих стволов неметаллические конструкции с противодавлением.

Химическое водоподготовка

На тепловых электростанциях применяются два способа подготовки добавочной воды : химический и термический. Выбор способа водоподготовки зависит от многих факторов. Необходимо учитывать тип электростанции, тип котла, размеры потерь теплоносителя, качество исходной воды и т.д.

При химическом способе сырая вода проходит несколько этапов очистки. На первом этапе (предочистке) из воды выделяются грубодисперсные и коллоидные вещества и снижается бикарбонатная щелочность воды посредством добавления в воду специальных веществ-реагентов, вызывающих выпадения примесей в осадок. На последующих этапах химической подготовки происходит очистка воды от некоторых растворенных примесей в основном методом ионного обмена. При химическом способе из добавочной воды почти полностью удаляются соли жесткости, но при этом хорошо растворимые соли удаляются лишь частично. Наиболее дорогие и сложные устройства необходимы для удаления кремниевой кислоты. Метод глубокого химического обессоливания позволяет получить воду, не уступающую по качеству конденсату турбины. Основным недостатком химического способа подготовки воды с точки зрения охраны окружающей среды от вредных выбросов является

большой сброс отмывочных вод в водоемы; термический метод подготовки добавочной воды имеет преимущество в этом отношении перед химическим.

Термический способ подготовки воды основан на применении испарительных установок. В испарительной установке происходит дистилляция исходной добавочной воды- переход ее в пар с последующей конденсацией. Конденсат испаренной воды является дистиллятом, свободным при правильной конструкции и эксплуатации испарителя от солей жесткости, растворимых солей, щелочей, кремневой кислоты и т.п.

Термический способ подготовки воды по начальным затратам и эксплуатационным расходам обычно дороже химического. Кроме того, испарительные установки со сравнительно простой одноступенчатой схемой имеют ограниченную производительность, а применение многоступенчатых испарителей еще более удорожает и делает более громоздкой всю установку, а также усложняет компоновку машинного зала.

Восполнение потерь пара и конденсата в цикле ТЭС производится химически обессоленной водой, получаемой по схеме трехступенчатого обессоливания.

Схема водоочистки включает в себя: коагуляцию и известкование, фильтрацию на механических фильтрах, противоточное Н-катионирование, анионирование, декарбонизацию, вторую ступень Н-катионирования, вторую ступень анионирования, третью ступень обессоливания на фильтрах смешанного действия. Дополнительные фильтры устанавливаются в фильтровом зале химводоочистки.

Для удаления с внутренних поверхностей оборудования производственной окалины, продуктов атмосферной коррозии и загрязнений, образующихся при изготовлении, транспортировке и хранении на монтажной площадке и при монтаже оборудования, предусматривается предпусковая химическая очистка питательного тракта с регенеративными подогревателями, собственно котел и паропроводы

Водно-химический режим котла должен обеспечить работу теплосилового оборудования без повреждений и снижения экономичности,

вызываемых образованием накипи, отложений, внутренней коррозии поверхностей нагрева. Качество питательной воды должно удовлетворять следующим нормам:

| | |
|---|-------|
| а) содержание солей жесткости, мкг-экв/л | 0,2 |
| б) содержание кремниевой кислоты, мкг/кг | 15 |
| в) содержание железа, мкг/кг | 10 |
| г) содержание меди, мкг/кг | 5 |
| д) содержание растворенного кислорода, мкг/кг | 10 |
| е) содержание натрия, мкг/кг | 5 |
| ж) избыток гидразина, мкг/кг | 20-60 |
| з) значение рН | 1±0,1 |

В течении первых двух суток после подключения прямоточного котла к турбине в питательной воде, а также паре, подаваемом в турбину, допускается превышение не более, чем на 50 % норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, соединений железа и меди, а также общей жесткости и удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы питательной воды. При этом в первые сутки содержание соединений железа (в пересчете на Fe) и кремниевой кислоты (в пересчете на SiO₂) допускается до 50 мкг/кг по каждому из этих составляющих. При включении прямоточного котла после капитального, среднего и текущего ремонтов указанное превышение норм не более, чем на 50 % допускается в течении 4-х суток, при этом в первые сутки содержание соединений Fe и SiO₂ допускается до 100 мкг/кг по каждому из этих составляющих. При работе котла должен осуществляться непрерывный химический контроль за качеством питательной воды и перегретого пара. При ухудшении качества питательной воды необходимо провести анализы конденсата и всех добавок, установить источники загрязнения питательной воды и всех добавок и принять меры к их устранению. При увеличении содержания кислорода в питательной воде выше 10 мкг/кг необходимо проверить режим работы деаэраторов.

Для обеспечения качества питательной воды, отвечающего нормам, весь конденсат турбины проходит через блочную обессоливающую установку

очистки конденсата. Соли, отлагающиеся в поверхностях нагрева, удаляются с помощью водных и кислотных промывок. Если при нормальном качестве питательной воды отмечаются частые резкие повышения солесодержания в перегретом паре, свидетельствующие о вымывании солей из котла, необходимо в кратчайший срок остановить котел и провести промывку тракта. Надобность эксплуатационной химической промывки устанавливается при проведении капитального ремонта котла на основе вырезанных образцов труб поверхностей нагрева, оценки количества отложений и их химического анализа.

Техническое водоснабжение

Наиболее распространенный источник технической воды для ТЭС – реки. Расход воды в реке и ее температура изменяются в течении года. Источником водоснабжения может быть достаточных размеров озеро или море, если электростанция расположена на его берегу. Различают три основных системы водоснабжения ТЭС: прямоточную, оборотную и смешанную (комбинированную).

В оборотных системах обязательным является наличие водоохладителя. Его функции могут выполнять водоем-охладитель, градирни или брызгательные бассейны. Система водоснабжения с водоемом-охладителем наиболее распространенная на действующих КЭС. В этой системе главный корпус электростанции размещают обычно вблизи берега водоохладителя, а циркуляционные насосы – в береговой насосной. Требуемая для охлаждения технической воды площадь водохранилища зависит от мощности электростанции, количества сбрасываемой теплоты, климатических условий района и формы водоема. Его сооружают, используя естественные или искусственные озера, небольшие реки, которые перегораживают плотинами для затопления необходимой территории.

Прямоточная система обеспечивает электростанцию водой непосредственно из реки со сбросом использованной воды обратно в реку ниже водозабора. Прямоточная система обычно обеспечивает наиболее низкую температуру воды и наиболее высокий вакуум в конденсаторах при

относительно недорогих гидротехнических сооружениях. От береговой насосной вода по напорным трубопроводам подается к турбинному отделению, пропускается через конденсаторы и сбрасывается в реку ниже по течению на таком расстоянии, чтобы не было подмешивания нагретой воды к свежей охлаждающей. Расстояние зависит от скорости течения, уклона русла, направления и силы преобладающих ветров в районе. Вода из конденсаторов сливается в отводящие каналы через, закрывающие доступ атмосферного воздуха в сбросные трубопроводы конденсаторов и обеспечивающие действие сифонов на сбросе воды, снижающих расход электроэнергии на циркуляционные насосы.

В благоприятных условиях при прямоточном водоснабжении применяется бесплотинный водозабор, но иногда для облегчения водозабора сооружается плотина, повышающая уровень воды на 1-3 метра. При прямоточном водоснабжении главный корпус электростанции размещают вблизи от берега реки, на территории, не затопляемой во время максимального уровня воды в реке. Из-за значительных колебаний уровня воды в реке в течении года насосы охлаждающей воды, как правило, размещают в береговой насосной; рабочие колеса осевых насосов поворотного-осевого типа и крупных центробежных насосов должны размещаться на 2-5 м ниже уровня воды. Размещение циркуляционных насосов в машинном зале потребовало бы устройства в нем глубокого приямка и дополнительного заглубления фундаментов здания и оборудования, удорожания строительной части машинного зала.

Забор воды из водохранилища и подвод ее к блочной насосной станции осуществляется открытым каналом. Для забора более холодной воды, а также для уменьшения попадания в подводный канал рыбы, планктона и плавающих предметов предусматривается глубинный водозабор выполненный в виде монолитной железобетонной стенки.

В блочной насосной станции установлены 4 вертикальных пропеллерных насосов марки ОП2-110К3 по 2 на один блок. Подача каждого насоса составляет $5,1 \text{ м}^3/\text{сек}$, а необходимый напор насосов 15,0 м. Насосы

установлены с погружением оси колеса насоса под минимальный горизонт на 2 м.

После конденсаторов нагретая вода отводится закрытыми каналами за пределы промплощадки, затем открытым каналом и эжектирующим сооружением в акваторию порта. В процессе охлаждения конденсаторов, вода не получает каких либо загрязнений. За время пребывания в конденсаторе охлаждающая вода повышает свою температуру на 8,7 °С. В соответствии с действующими нормами и правилами в открытые водоемы разрешается сбрасывать воды с температурой не выше 5 °С температуры воды в водоеме зимой и 3°С – летом. В связи с этим предусматривается сооружение устройства по захолаживанию сбрасываемой воды после конденсатора в виде эжектора.

На открытом отводящем канале построено сооружение для обеспечения подогрева глубинного водозабора. Для направления потока сбрасываемой воды, а также для защиты акватории порта от волновых воздействий сооружена ограждающая дамба. Забор воды осуществляется из реки Днепр. Канал рассчитан на пропуск расхода 61,2 м³/сек. В месте пересечения канала с полотном железной дороги уложено три нитки канала сечением 4х4 м. Длина открытого канала от глубинного водозабора до дамбы – 170 м, от дамбы до насосной станции – 550 м. Учитывая малые скорости воды в канале и необходимость очистки каналов от выпадающих наносов земленарядом малой производительности, дно и откосы канала ниже минимального горизонта воды не крепятся. Подача воды та ТЭС от блочной насосной станции осуществляется по металлическим трубопроводам Ø1800 мм, по одному водоводу на каждый насос. Трубопроводы уложены с уклоном от главного корпуса к насосной. Сливные трубопроводы также уложены из стальных трубопроводов Ø1800 мм. Сброс отработавшей воды осуществлен в отводящие каналы.

Ядерный топливный цикл

Ядерный топливный цикл - это вся последовательность повторяющихся производственных процессов, начиная от добычи топлива (включая производство электроэнергии) и кончая удалением радиоактивных отходов . В

зависимости от вида ядерного топлива и конкретных условий ядерные топливные циклы могут различаться в деталях, но их общая принципиальная схема сохраняется.

Ядерным топливом для реакторов является уран. Поэтому все стадии и процессы ядерного топливного цикла определяются физико-химическими свойствами этого элемента.

Схема ядерного топливного цикла представлена на рис.14. 7.

Начальная стадия топливного цикла –горнодобывающее производство, т.е. урановый рудник, где добывается урановая руда.

Среднее содержание урана в земной коре довольно велико. Урана примерно в 1000 раз больше, чем золота и в 30 раз больше чем серебра. Урановые руды отличаются исключительным разнообразием состава.

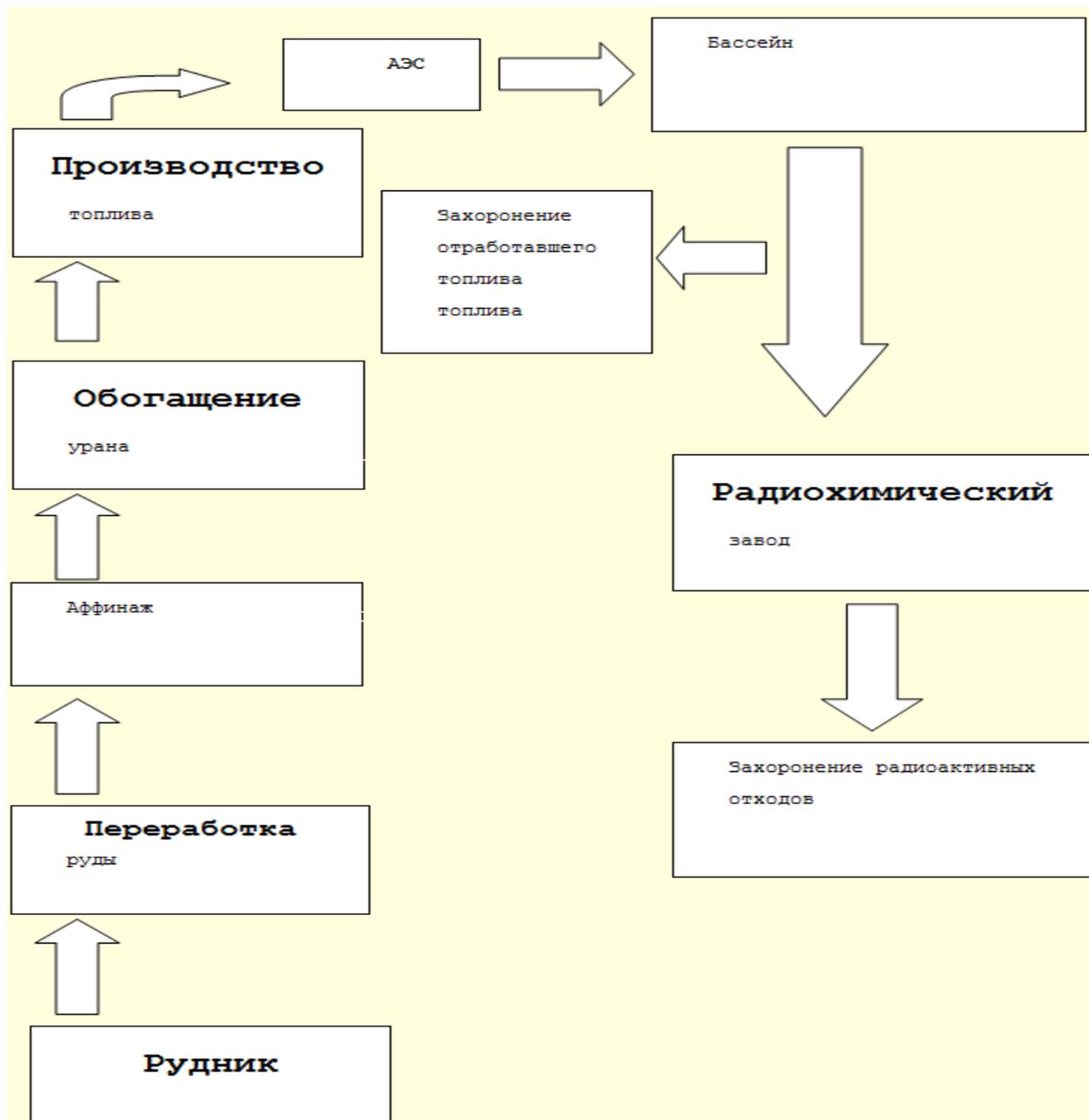


Рис.14. 7. Схема ядерного топливного цикла .

Различают следующие способы добычи урановой руды:

1. Открытый или карьерный способ.
2. Подземный способ.
3. Подземное выщелачивание.

Обедненная урановая порода незначительно измельчается и насыпается в штабеля. Размеры штабелей 100 на 50 метров, глубина почти 14 метров. Раствор серной кислоты постепенно просачивается сквозь штабель руды, обогащается ураном и по специальному желобу стекает в отстойник на дальнейшую переработку. Для обогащения урана сегодня в мире используют

две технологии: газодиффузионную и газоцентрифужную. Газовая центрифуга состоит из двух цилиндров: неподвижного внешнего и, вращающегося с огромной скоростью, внутреннего.

Газ гексофторидурана подается сразу в центр внутреннего цилиндра. Благодаря различию в массе атомов 235 и 238 изотопов, центробежные силы неравномерно их разбрасывают по объему цилиндра. Более тяжелые 238 изотопы оказываются ближе к стенке, а более легкие 235 – ближе к центру ротора. С помощью специальных трубок, обогащенный и обедненный газы, откачиваются и подаются на следующий каскад центрифуг. Превращение порошка диоксида урана в топливо начинается в специальном автомате дозаторе. Порошок перемешивается с пластификатором для улучшения качества прессования. Полученные таблетки помещаются в, так называемую, лодочку из молибдена и отправляются по транспортеру в высокотемпературную печь. Температура в печи более 1700 градусов, таблетки находятся в печи более суток, за это время они спекаются и приобретают особую прочность и устойчивость к высоким температурам.

ТВЭЛы - это тонкие трубки из циркониевого сплава, которые автомат туго набивает урановыми таблетками. Собранные ТВЭЛЫ объединяют в тепловыделяющие сборки (ТВС), ТВС перевозить совершенно безопасно — эти сборки перевозят в специальных транспортных контейнерах, разработанных по нормам специально для перемещения ТВС с завода-изготовителя на АЭС. В конструкции контейнеров предусмотрены все возможные аварийные ситуации на транспорте. Свежее топливо хранится в узле свежего топлива, расположенном в спецкорпусе. Здесь проводятся все операции с ядерным топливом до момента его загрузки в реактор: прием топлива, входной контроль, хранение (в специальных чехлах), подготовка свежих ТВС к загрузке. Доставка ТВС в реакторное отделение производится в защитных чехлах на специальной внутристанционной платформе. ТВС грузятся в реактор специальным краном, и сверху реактор выглядит так:

Раз в несколько лет, каждую ТВС меняют на новую. Меняют их не одновременно, чтобы реактор не останавливался, а по одной-две.

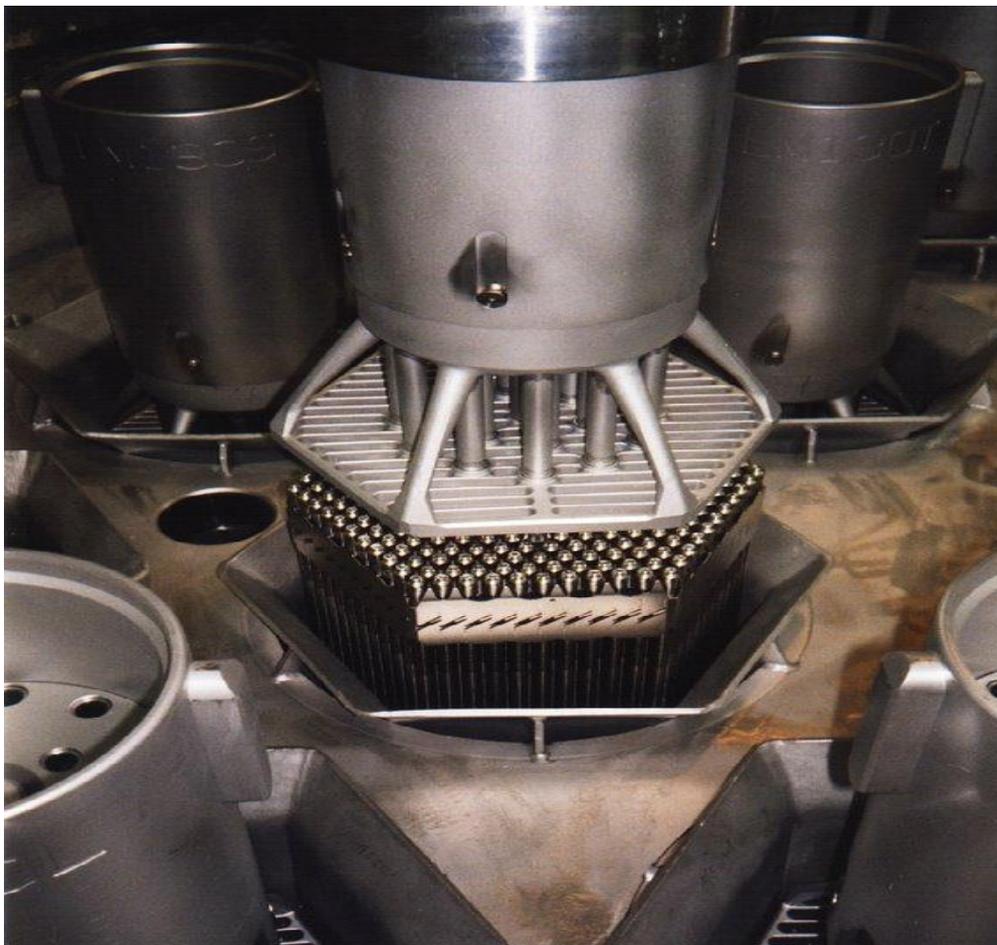


Рис.14. 8. Замена тепловыделяющие сборки ядерного реактора

Выгрузка топлива из реактора

ОЯТ –это отработанное (облученное) ядерное топливо. Оно образуется при плановом (обычно от трех до пяти лет) нахождении ядерного топлива в активной зоне реактора.

Радиоактивные отходы (РАО) –это побочные продукты, образующиеся на всех стадиях ядерного топливного цикла и не представляющие ценности для дальнейшего использования, а также все материальные вещества и изделия, загрязненные радионуклидами до уровней, не соответствующих нормам радиационной безопасности (считаются таковыми до их дезактивации). Первым этапом является удаление облученных сборок из активной зоны и их перемещение во временное пристанционное хранилище. Эта операция выполняется с помощью специальной перегрузочной машины. Пока активность и тепловыделение ОЯТ высоки, оно хранится в пристанционных бассейнах выдержки. После 3-5 лет хранения становится возможным его вывоз с

площадки АЭС. Хранилища ОЯТ бывают двух видов: “Мокрое” хранилище и “Сухое” хранилище.



Рис.14.9. “Сухое” хранилище отработавшего ядерного топлива и радиоактивных отходов.

Перевозка отработавших тепловыделяющих сборок с АЭС осуществляется в специальных транспортных упаковочных комплектах (ТУК), которые помещаются в железнодорожные транспортеры и отдельными литерными поездами перевозятся в хранилище ФГУП “ГХК”. Аварийно-техническое обеспечение перевозок ОЯТ обеспечивается постоянной готовностью аварийно-спасательных формирований по предупреждению и ликвидации аварий на транспорте. После транспортирования ОЯТ на ГХК производится перегрузка ОТВС из транспортных контейнеров в чехлы хранилища.



Рис.14.10. Контейнеры для хранения отработавшего ядерного топлива.

Перегрузка отработавших тепловыделяющих сборок из транспортных контейнеров в чехлы хранения производится в бассейне под слоем воды специальными приспособлениями. Затем чехлы с ОТВС транспортируются подводой в отсеки бассейна для долговременной выдержки. В хранилище ведется постоянный контроль за содержанием в воде бассейнов радионуклидов и химических элементов.