

2. Pravila po obespečeniju promyshlennoj bezopasnosti pri dobyche nefti i gaza utv. Postanovleniem Ministerstva po chrezvychajnym situacijam Respubliki Belarus' ot 22 nojabrja 2013 g. № 55.

3. Likvidacija posledstvij vzryva gazovozdushnoj smesi // Ministerstvo po chrezvychajnym situacijam 2024. URL: <https://rosn.mchs.gov.by/novosti/460013/> (data dostupa: 30.10.2024).

4. Naik S., Yang S., Bedrikovetsky P., Woolley M. Analytical modelling of the water block phenomenon in hydraulically fractured wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2019, vol. 67, pp. 56—70.

5. Burlutskii E. An assessment of the effectiveness of the analytical methods to fracture propagation control using accurate mathematical modelling // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2019, vol. 62, pp. 294—301.

УДК 64-6

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПАРОТУРБИННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

*М. Сарыев, Ш. Аллакулыев, А. Ходжалыев, ст. преподаватели,
Государственный энергетический институт Туркменистана,
Мары, Туркменистан*

Аннотация

В работе представлены основные преимущества и недостатки вспомогательного оборудования тепловых электрических станций. Рассмотрен пример вспомогательного оборудования и его основные технические характеристики

Ключевые слова: энергоблок, конденсатор, эжектор, давление, температура.

INCREASING THE OPERATION EFFICIENCY OF STEAM TURBINE POWER UNITS

M. Saryev, Sh. Allakulyev, A. Hodzhalyev

Abstract

The paper presents the main advantages and disadvantages of auxiliary equipment of thermal power plants. An example of auxiliary equipment and its main technical characteristics are considered

Keywords: power unit, condenser, ejector, pressure, temperature.

Производство электрической энергии в тепловых электрических станциях осуществляется в следующей последовательности: вода высокого давления, обессоленная и очищенная от неконденсирующихся газов, подается в паровой котел и движется по теплообменным трубам котла, и за счет тепловой энергии, выделяющейся при сгорании топлива в котле, производится пар высокого давления. Произведенный пар высокого давления направляется в рабочие лопатки турбины, и кинетическая энергия пара преобразуется в механическую энергию вращения, которая, в свою очередь, производит электрическую энергию в электрогенераторе. Пар, образующийся в турбине, конденсируется в конденсаторе и через конденсатный насос проходит через регенеративные подогреватели

низкого давления и деаэратор, после деаэратаора его давление повышается питательным насосом. Затем он направляется в паровой котел через регенеративные подогреватели высокого давления. В тепловых электрических станциях с такой циркуляцией поток рабочего тела осуществляется по замкнутому контуру.

Рабочий пар покидает котел и через два паропровода диаметром 325 x 38 мм поступает в главную паровую задвижку паровой турбины. Далее доходит до предохранительных клапанов. Через эти клапаны по 4 трубам диаметром 273 x 32 мм он поступает к 4 регулирующим клапанам и после этого – в цилиндр высокого давления. Здесь рабочее давление пара достигает 130 кгс/см², а температура – 545⁰ С. После прохождения рабочим паром 12 ступеней давления и поступления в цилиндр высокого давления, его давление снижается до $p = 26,4$ кгс/см² и температура до $t = 327^0$ С. Рабочий пар выходит из цилиндра высокого давления и по 2 трубам диаметром 426 x 14 мм поступает в промежуточные пароперегреватели парового котла. Рабочий пар выходит из промежуточных пароперегревателей и по 4 трубам диаметром 412 x 26 мм, поступает к 4 регулирующим клапанам и далее к цилиндру среднего давления. Там рабочее давление пара $p = 24,2$ кгс/см², $t = 545^0$ С. Рабочий пар проходит через 11 ступеней давления цилиндра среднего давления и поступает в цилиндр низкого давления двумя потоками по 2 трубопроводам диаметром 1500 мм. Затем рабочий пар поступает в конденсатор через два выхода. В конденсаторе он охлаждается с помощью технической воды, пар в конденсаторе превращается в конденсат, а затем с помощью питательного насоса подается в паровой котел.

Для снижения давления рабочего пара при запуске энергоблока или в случае аварийной ситуации имеется быстродействующая редуцирующая охлаждающая установка (БРОУ). Она охлаждает рабочий пар перед турбиной и передает его в конденсатор.

Установка имеет производительность 200 т/ч, давление – 6 кгс/см², $t = 200^0$ С. Она начинает работать автоматически, когда рабочее давление пара достигает $p = 140$ кгс/см².

Перед вводом в эксплуатацию паротурбинных энергоблоков проверяется наличие воды в котле. Уровень воды в барабане не должен превышать норму. Газопроводы вентилируются в течение 10–12 минут до воспламенения топлива. Последовательность ввода в эксплуатацию следующая: после запуска дымососа или проверки герметичности дымохода подается воздух. Перед камерой сгорания создается напряжение (20÷100 кПа), только после этого топливо подается и воспламеняется.

Удаление воздуха из барабана пароперегревателей со свечами должно осуществляться до давления 0,2–0,4 МПа. В противном случае воздух с первыми парами поступает в турбину и снижает разрежение в конденсаторе.

При растопке барабанных котлов вода в экономайзере непрерывно нагревается, а затем испаряется. Чтобы трубы экономайзера всегда оставались охлажденными, между барабаном установлены соединительные патрубki, соединяющие водную часть барабана и экономайзера. Поэтому сливы подогревателя всегда должны быть открыты, когда котлы топятя или пар подается в магистраль.

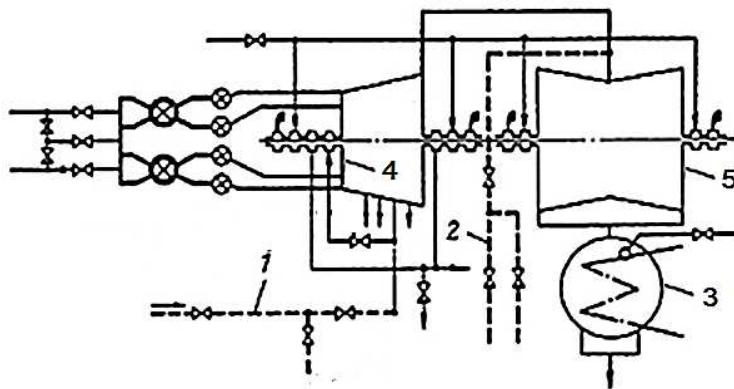
Подключение парового котла к общим паровым трубам происходит после полного прогрева. При полном рабочем давлении парового котла следует проверить полное состояние агрегата, герметичность подающей арматуры.

Частые пуски и остановки паровых турбин на тепловых электрических станциях приводят к дополнительным потерям топлива и снижению эксплуатационной надежности из-за тепловых изменений ротора турбины. Поэтому можно считать экономически целесообразным перевод режима работы турбогенератора в моторный режим при выполнении соответствующих условий.

В этом режиме работы при включении силового блока подача пара в турбину прекращается, и паровой котел выводится из работы. Генератор от системы не отключается, он вращает турбину со скоростью 3000 об/мин, как двигатель. Особенностью перехода в моторный режим является то, что в таком режиме работы устраняются проблемы вывода ротора на максимальную скорость при запуске турбины и синхронизации его с системой. В свою очередь, это облегчает пуск энергоблока и работу рабочего персонала, особенно при вводе в эксплуатацию нескольких энергоблоков.

Однако в таком режиме работы не допускается работа на частоте 3000 об /мин без подачи пара в проточную часть турбины, потому что при вращении ротора с частотой 3000 об/мин его рабочие лопатки нагреваются из-за трения вентиляции. Поэтому при переходе турбогенератора в моторный режим, в проточную часть турбины необходимо подавать пар для охлаждения частиц. Для этого пар от другого энергоблока со стороны проточной части турбины от отбора соответствующей этому параметру части с помощью специальных трансмиссионных трубок отбирается. Если силовой агрегат длительное время находится вне эксплуатации, экономическая эффективность работы моторного режима снижается. Это связано с тем, что тепло длительное время забирается из другого источника, а электрическая энергия используется для работы циркуляционных и конденсатных насосов. Однако при кратковременной остановке энергоблока турбина сохраняется в горячем состоянии, а экономическая эффективность работы моторного режима повышается за счет экономии топлива, расходуемого на режим холостого хода при пуске.

Кроме того, особенностью работы моторного режима является то, что частота вращения ротора поддерживается на номинальном уровне при пуске или остановке силового агрегата. Это, в свою очередь, исключает проблему прохождения опасных критических оборотов при вращении ротора. Он защищает ротор и рабочих лопаток от резонанса и повреждение ротора.



1, 2 – паропроводы для подачи пара в турбину от другого источника;
3 – конденсатор турбины, 4 – цилиндр высокого давления, 5 – цилиндр низкого давления
Рисунок 1 – Принципиальная схема поддержания турбины в режиме двигателя

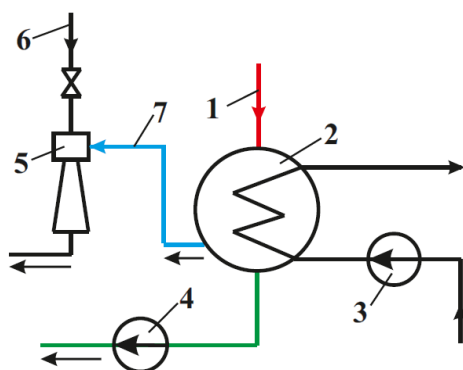
В тепловых электрических станциях одной из основных проблем является обеспечение бесперебойной, надежной и экономичной работы существующего оборудования и механизмов в энергетике. На основе Государственной программы энергосбережения на 2018–2024 годы по замене водяных эжекторов, используемых в вакуумной системе паротурбинных электростанций, на паровые эжекторы, рассмотрена проблема экономии электроэнергии, потребляемой энергоблоком на собственные нужды.

Технические характеристики водяных и паровых эжекторов, применяемых в вакуумных системах.

На паротурбинных теплоэлектростанциях процесс конденсации в конденсаторе протекает при давлениях ниже атмосферного (вакуум). После того, как пар, образующийся в турбине, конденсируется в конденсаторе, в его паровом пространстве скапливаются неконденсирующиеся газы, что приводит к увеличению парциального давления в паровом пространстве конденсатора по мере накопления газов и вызывает ухудшение явления конденсации. Эжекторы применяются для непрерывного удаления неконденсирующихся газов из парового пространства конденсатора в энергоблоках тепловых электростанций.

В Марыйском ГРЭС в качестве главных эжекторов используется водяные эжекторы на энергоблоке №8.

Простая схема конденсационной системы энергоблока показана на рисунке 2.



- 1 – вход пара турбины в конденсатор; 2 – конденсатор турбины;
 3 – циркуляционный насос охлаждающей воды; 4 – конденсатный насос;
 5 – эжектор; 6 – вход рабочей среды в эжектор;
 7 – удаление паровоздушной смеси из конденсатора

Рисунок 2 – Простая схема конденсационной системы энергоблока

Таблица 1 – Технические характеристики водяного эжектора ЭВ-7-1000

Тип эжектора	Показатели	Значение показателей
ЭВ-7-1000	Расход воды (м ³ /ч)	2000
	Давление воды, подаваемой в эжектор (бар)	3,4
	Частота вращения вала электродвигателя (об/мин)	1000
	Мощность электродвигателя (кВт)	630
	Рабочее напряжение электродвигателя (В)	6000
	Производительность всасывания эжектора (м ³ /ч)	2500

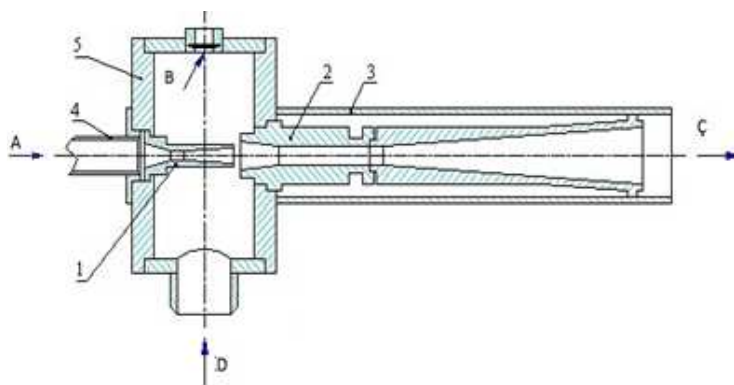
ЭВ – эжектор водяной; первая цифра 7 – количество проходов воды из эжектора; вторая цифра 1000 – расход воды из эжектора; м³/ч

Таблица 2 – Технические характеристики парового эжектора ЭП-3-700-1

Тип эжектора	Показатели	Значение показателей
ЭП-3-700-1	Расход пара в эжекторе (кг/ч)	700
	Рабочее давление пара (бар)	3,5
	Производительность всасывания воздуха (кг/ч)	70

ЭП – эжектор паровой; первая цифра 3 – количество ступеней эжектора; вторая цифра 700 – расход рабочего пара в эжекторе; кг/ч

Последовательность работы эжекторов показана на рисунке 3.

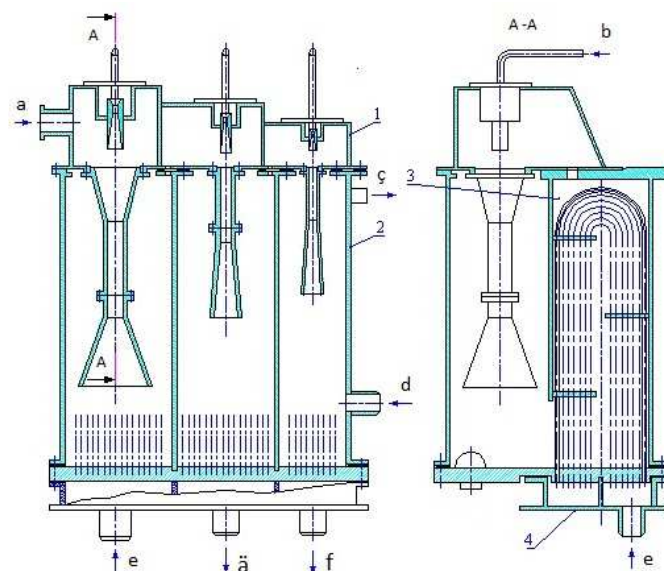


1 – сопло; 2 – диффузор; 3 – выхлопная труба;
4 – вход рабочей среды; 5 – камера смешивания

Рисунок 3 – Принципиальная схема простого одноступенчатого эжектора

Рабочая среда подается в сопло 1 через входное отверстие 4, сопло соединено с цилиндрической камерой смешения 5, и за счет высокоскоростного движения рабочей среды на выходе из сопла паровоздушная смесь из камеры смешивания направляется в диффузор 2, в котором происходит поток. После диффузора скорость снижается за счет расширения, и паровоздушная смесь выбрасывается в атмосферу через выхлопную трубу 3. Эжекторы бывают разной производительности в зависимости от мощности силовых агрегатов. В высокопроизводительных эжекторах вместе с паровоздушной смесью в атмосферу выбрасывается большое количество чистого пара. Такие ситуации в основном возникают при использовании водяных эжекторов. В водяном эжекторе рабочее тело движется с большой скоростью, вода увлекает за собой пары паровоздушной смеси, поступающие из конденсатора, и для работы водяных эжекторов необходимо использовать специальные всасывающие насосы, которые, в свою очередь, требуют большого количества электроэнергии. Отличие паровых эжекторов от основных состоит в том, что они могут быть оснащены ступенчатой камерой охлаждения пара для конденсации паров, содержащихся в паровоздушной смеси, перед выбросом в атмосферу.

Наиболее широко используемые в сегодняшние дни паровые эжекторы в качестве основных эжекторов представляют собой многоступенчатые паровые эжекторы. Последовательность работы многоступенчатого парового эжектора показана на рисунке 4.



1 – крышка; 2 – корпус; 3 – трубный пучок; 4 – водяная камера
Рисунок 4 – Принципиальная схема многоступенчатого парового эжектора

На энергоблоке № 8 Марьинской ГРЭС в качестве основных эжекторов используются 2 типа водяных эжекторов типа ЭВ-7-1000. В нормальных условиях работы один из них находится в работе, а другой – в резерве. Рабочий расход воды каждого из этих эжекторов $G = 2000 \text{ м}^3/\text{ч}$, давление воды $p = 3,4 \text{ бар}$. Питание эжекторов рабочей водой осуществляется с помощью двух водяных насосов типа Д-2500/62. Работу каждого водяного насоса обеспечивают асинхронные электродвигатели мощностью $N = 630 \text{ кВт}$, напряжением $U = 6000 \text{ В}$, частотой вращения $n = 1000 \text{ об/мин}$. Несмотря на способность водяных эжекторов поддерживать глубокий вакуум в конденсаторе турбины, они считаются экономически невыгодными по сравнению с паровыми эжекторами. Это связано с тем, что для работы водяных эжекторов расходуется большое количество электроэнергии, и большое количество чистого пара теряется при циркуляции тепла.

При установке трехступенчатых паровых эжекторов типа ЭП-3-700-1 в качестве основных и паровых эжекторов типа ЭП-1-1100-1 в качестве рабочих, электроэнергия, используемая на собственные нужды электростанции, будет снижена на энергоблоке № 8 Марьинской ГРЭС и это позволит сохранить пары в паровоздушной смеси, поступающей из конденсатора, путем их конденсации перед выбросом в атмосферу. Это, в свою очередь, позволит еще больше повысить эксплуатационную надежность и эффективность энергоблоков. На 8-м энергоблоке Марьинской ГРЭС в качестве основных эжекторов используются водяные эжекторы типа ЭВ-7-1000.

Водяные эжекторы ЭВ-7-1000 состоят из корпуса, сопла, диффузора, выходного патрубка и камеры смешивания, как и все эжекторы. В рабочую часть сопла эжектора подается определенная часть технической охлаждающей воды энергоблока, т. е. $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$. С помощью мощных водяных насосов со специальным электродвигателем, давление воды повышается до $p = 3,4 \text{ бар}$. Выход эжекторов расположен на высоте 5–7 м, наполнен водой под атмосферным давлением. Вода, проходя через сопло эжектора, с большой скоростью уносит паровоздушную смесь в конденсатор через камеру смешения. Несконденсированная паровоздушная смесь в конденсаторе смешивается с технической водой,

содержащей рабочее тело, через выход эжектора и выбрасывается в окружающую среду. Пары паровоздушной смеси, выбрасываемые в окружающую среду, являются чистыми парами в энергетическом цикле. Для работы водяных эжекторов ЭВ-7-1000 = 630 кВт = 0,63 требуется также МВт. Это приводит к увеличению электроэнергии, потребляемой электростанцией в час на собственные нужды для работы водяных эжекторов. Например, если мощность, необходимая для собственных нужд энергоблока $N_{сн} = 10000 \text{ кВт} = 10 \text{ МВт}$, то часть мощности, необходимая для собственных нужд энергоблока для работы водяных эжекторов, будет иметь следующее процентное значение

$$\chi = \frac{N_{э}^{эж}}{N_{сн}} \cdot 100 \% = \frac{0,63}{10} \cdot 100 \% = 6,3 \%$$

То есть на работу водяных эжекторов в час расходуется 6,3 % частного энергопотребления энергоблока. Это, в свою очередь, приводит к сжиганию дополнительного избыточного топлива для производства избыточной энергии.

На тепловых электростанциях средний расход топлива на производство 1 кВт ч электроэнергии в энергоблоке равен $b = 0,487 \text{ м}^3/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$. Таким образом, расход топлива на производство $N_{э}^{эж} = 630 \text{ кВт}$ мощности будет равен следующей величине

$$B = b \cdot N_{э}^{эж} = 0,487 \cdot 630 = 306,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В час расходуется 6,3 % частного энергопотребления энергоблока. Это, в свою очередь, приводит к сжиганию дополнительного избыточного топлива для производства избыточной энергии.

То есть, если экономить электроэнергию, потребляемую электростанцией на собственные нужды для работы водяных эжекторов, то и сжигание лишнего топлива будет сокращаться.

Наиболее широко используемые сегодня паровые эжекторы в качестве первичных эжекторов представляют собой многоступенчатые паровые эжекторы. Особенностью многоступенчатых паровых эжекторов является то, что они реализованы с пароохладителем на каждой ступени. Трехступенчатые эжекторы отличаются эксплуатационной надежностью и экономичностью и широко применяются. В каждой из ступеней многоступенчатых паровых эжекторов пары, смешанные с неконденсируемыми газами, отбираемыми из парового пространства конденсатора, непрерывно конденсируются в холодильниках и подаются из холодильников эжекторов в конденсаторосборник конденсатора. Паровые эжекторы многоступенчатые выполняются с рабочим паром для общехозяйственных нужд станции с помощью рабочего давления, равного 8 бар. Еще одним преимуществом многоступенчатых паровых эжекторов является то, что для их работы не требуется никакого дополнительного специального оборудования, как для водяных эжекторов.

Если для работы водяных эжекторов 8-го энергоблока Марьинской ГРЭС экономится мощность, необходимая для собственных нужд электростанции $N_{э}^{эж} = 630 \text{ кВт}$, то экономится и $B = 306,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ топлива, как видно из расчета.

При установке паровых эжекторов ЭП-3-700-1 вместо водяных эжекторов ЭВ-7-1000 на 8-й электростанции Марьинской ГРЭС электроэнергия, потребляемая электростанцией на собственные нужды, и чистый пар, уходящий из конденсационной системы без возврата в окружающую среду. Если потребляемая

мощность паровых эжекторов типа ЭП-3-700-1 $D_0^{\text{ПЭЖ}} = 700$ кг/ч рассмотрим количество электроэнергии, которую могут вырабатывать паровые эжекторы для собственных нужд

$$d_0 = \frac{D_0}{N_e} = \frac{640 \cdot 10^3}{210 \cdot 10^3} = 3 \text{ кг/(кВт}\cdot\text{ч)}.$$

Рассмотрим, какую энергию, используемую паровыми эжекторами для собственных нужд, может вырабатывать пар

$$N_e^{\text{ПЭЖ}} = \frac{D_0^{\text{ПЭЖ}}}{d_0} = \frac{700}{3} = 233 \text{ кВт}.$$

Мощность, которая экономится

$$N_e^{\text{ЭК}} = N_e^{\text{ВЭЖ}} - N_e^{\text{ПЭЖ}} = 630 - 233 = 397 \text{ кВт}.$$

Выводы

1. Уменьшится количество электроэнергии, потребляемой на собственные нужды электростанции.
2. Повысится эксплуатационная надежность паровой турбины.
3. Сократится количество дополнительного оборудования, необходимого для работы конденсационной системы.

Список цитированных источников

1. Гурбангулы Бердымухамедов На пути к новым вершинам развития. Избранные произведения. – Ашхабад : Главное архивное управление при Кабинете Министров Туркменистана, Архивы Президента Туркменистана. – 2012. – Т. 5.
2. Гурбангулы Бердымухамедов. Государственное регулирование социально-экономического развития Туркменистана. – Ашхабад, 2010. – Т. I.
3. Гурбангулы Бердымухамедов. Государственное регулирование социально-экономического развития Туркменистана. – Ашхабад, 2010. – Т. II.
4. Государственная программа энергосбережения на 2018–2024 годы. – Ашхабад, 2018.
5. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции / В. Я. Рыжкин. – М. : Энергетика. – 1982.
6. Турбины тепловых и атомных электрических станций / под ред. А. Г. Костюка, В. В. Фролова. – М. : МЭИ. – 2001.
7. Пароэжекторные вакуумные насосы / Гос. науч.-исслед. и проектн. ин-т нефтяного машиностроения Гипронефтемаш. – М., 2003.

References

1. Gurbanguly Berdymuhamedov na puti k novym vershinam razvitija. Izbrannye proizvedeni-ja. Tom 5. - Ashhabad: Glavnoe arhivnoe upravlenie pri Kabinete Ministrov Turkmenistana, Fond «Arhivy Prezidenta Turkmenistana», 2012.
2. Gurbanguly Berdymuhamedov. Gosudarstvennoe regulirovanie social'no-jekonomicheskogo razvitija Turkmenistana. Tom I. Ashhabad, 2010 g.
3. Gurbanguly Berdymuhamedov. Gosudarstvennoe regulirovanie social'no-jekonomicheskogo razvitija Turkmenistana. Tom II. Ashhabad, 2010 g.
4. «Gosudarstvennaja programma jenergoberezenija na 2018-2024 gody» Ashhabad, 2018.
5. Ryzhkin, V. Ja. Teplovyje jelektricheskie stancii. – M. Jenergetika, 1982.
6. Turbiny teplovyh i atomnyh jelektricheskijh stancij / Pod redakciej Kostjuka A. G., Frolova V .V. «T » M.: Izdatel'stvo MJeI, 2001.
7. «Parojezhektornye vakuumnje nasosy» Gosudarstvennogo nauchno-issledovatel'skogo i pro-ektnogo instituta neftjanogo mashinostroenija Giproneftemash. Moskva 2003 g.