

## ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ КОГЕНЕРАЦИОННЫМИ УСТАНОВКАМИ ЗА СЧЕТ МАКСИМАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА

*Максимов Максим Олегович*  
*студент магистратуры,*  
*Самарский государственный технический университет*  
*РФ, г. Самара*

## EFFICIENCY OF THERMAL ENERGY GENERATION BY COGENERATION PLANTS DUE TO THE MAXIMUM USE OF HEAT

*Maximov Maxim Olegovich*  
*graduate student, Samara State Technical University RF, Samara*

**Аннотация.** Значительные потери теплоты в централизованных системах отопления и горячего водоснабжения при транспортировке теплоносителей, приводят к необходимости децентрализации теплогенерирующих установок. Показано, что наибольшее внимание заслуживают парогазовые установки для комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии. Обоснованы пути повышения эффективности когенерационных установок различной мощности на базе ПГУ за счет утилизации теплоты системы отопления за счет установки рекуперативных теплообменников на обратных линиях системы отопления после отопительных приборов, которые подключены к сети горячего водоснабжения, что позволяет снизить потери теплоты в окружающую среду. Предложенная система рационального взаимодействия энергоустановки с системой отопления и горячего водоснабжения, которая позволяет позволяет увеличить тепловую эффективность когенерационной установки на 2 %, что соответствует экономии топлива 3 % за счет более полного использования тепловой энергии пара, который направляется в качестве отбора на теплофикацию. В данной статье рассматриваются решения, направленные на повышение эффективности выработки тепловой энергии когенерационными установками за счет максимального использования тепла из отработанного пара турбин.

**Abstract.** Significant heat losses in centralized heating and hot water supply systems during the transportation of heat carriers lead to the need for decentralization of heat generating installations. It is shown that steam and gas installations for combined heat and power generation deserve the greatest attention. The ways of increasing the efficiency of cogeneration plants of various capacities based on CCGT by utilizing the heat of the heating system by installing recuperative heat exchangers on the return lines of the heating system after heating devices that are connected to the hot water supply network are substantiated, which makes it possible to reduce heat losses to the environment. The proposed system of rational interaction of the power plant with the heating and hot water supply system, which allows increasing the thermal efficiency of the cogeneration plant by 2%, which corresponds to a fuel saving of 3% due to the more complete use of the thermal energy of steam, which is sent as a selection for district heating. This article discusses solutions aimed at increasing the efficiency of heat generation by cogeneration plants by maximizing the use of heat from the exhaust steam of turbines.

**Ключевые слова:** Парогазовая установка, когенерация, система теплоснабжения, эффективность, энергосбережение.

**Key words:** Combined cycle plant, cogeneration, heat supply system, efficiency, energy saving.

### Введение

В связи с устойчивой тенденцией повышения цен на все виды топлива для энергетических установок актуальной задачей является повышение тепловой эффективности ТЭЦ и снижение потерь тепловой энергии в системах отопления (СО) и горячего водоснабжения (ГВ). Значительные потери теплоты в системах отопления и горячего водоснабжения при транспортировке теплоносителей и высокая их стоимость приводит к необходимости децентрализации теплогенерирующих установок путем их районирования с одновременным снижением единичной мощности. При этом наибольшее внимание заслуживают парогазовые установки (ПГУ) с комбинированной выработкой теплоты, холода и электроэнергии [1]. Однако уменьшение единичной мощности до определенных пределов приводит к увеличению удельных капитальных затрат на единицу установленной мощности [2, 3]. Экономическое возрождение Украины невозможно без надежного энергоснабжения. При восстановлении отечественного производства наряду с современными проблемами – оплатой за топливо и эксплуатационными затратами, актуальной является проблема собственных генерирующих мощностей. Важным направлением преодоления кризисной ситуации является мобилизация ресурсов каждого региона Украины, крупных предприятий и инвесторов для строительства парогазовых энергоблоков мощностью 100...400 МВт,

которые способны обеспечить КПД при выработке электроэнергии более 50 % в когенерационных схемах, что обеспечит конкурентоспособность производимой продукции на энергетическом рынке [4, 5].

#### **Материалы и методы**

В реальное время российские теплоэлектростанции, обеспечивающие применимые технико-экономические характеристики, которые присутствуют в трудных финансовых критериях, в частности, в надобности обеспечения электричеством оптового рынка энергетики и мощности (НОЭМ). Выбор электрических станций для поставки электричества на оптовый рынок выполняется для загрузки первых, более экономически энергогенерирующих компаний на базе анализа удельных затрат горючего на создание электричества.

Нет сомнения, что данная часть содержит значение для конденсационных станций, но для теплоэлектрических станций (ТЭЦ) аппарат наибольшей мощности за счет передачи вспомогательного счета в нагревательные турбины конденсатора приводит к значительному перерасходу горючего. Навык эксплуатации демонстрирует, что технико-экономические характеристики большинства теплоэлектрических станций, в частности части Волжской электроэнергетической фирмы, усугубились впоследствии пуска нового оптового рынка.

Когда спрос большой (потребление электроэнергии), цена электричества для сбалансирования рынка должна расти, тем более, когда предложение по намерениям выработки электричества выше, обстановка делается тяжелой. В данном случае цена 1 мегаватт - часа электричества, поставляемой на оптовый рынок, растет, а в этап малого энергопотребления, в соответствии с этим, понижается до минимального количества.

Эта обстановка критична при планировании графика выработки электронной энергии и определении пиковой мощности, вырабатываемой на ТЭЦ, которая гарантируется предельным каналом конденсатора паронагревательной турбоагрегата. В кое-каких случаях системный оператор уточняет покрытие пиковой электронной нагрузки за счет сокращения отбора счета из сетевого нагревателя отопительной турбины, с замещением недостатка тепла пикового водогрейного котла, а еще за счет такого, что в числе самых неэкономичных режимах работы теплоэлектрических станций, является некоторый топливный элемент, которым могут компенсировать наращивание цены электрической энергии в пиковом режиме.

Расчеты для Самарской ТЭЦ-1 демонстрируют, что издержки горючего на выработку пиковой мощности электричества, за счет передачи вспомогательного счета в конденсатор турбины, приблизительно равны прибылям, получаемым энергетическими компаниями от реализации данной добавочной энергии по базисной стоимости.

В следствие этого, при повышении цены электричества сравнительно максимальной энергозатратной базы, идет выгода энергогенерирующей фирме, в которой возрастает баланс рыночной стоимости 1-го мегаватт-часа.

Естественно, эксплуатация теплоэлектрических станций в пиковых критериях приводит к понижению экономии горючего и производительности отопления. В следствие этого в передовых финансовых критериях нужно разрабатывать и вводить новые сохраняющие энергию технологии, позволяющие максимально применить выдающиеся качества отопления.

При недоступности вложений более осмысленными заключениями, считается разведка и осуществление заключений, не требующих значимых вещественных расходов, в первую очередь нацеленных на оптимизацию работы теплоэлектрических станций. Для теплоэлектрических станций раскрытая система отопления, которая характеризуется важным пополнением затраты воды, до нескольких тыс. тонн в час, и содержит достаточное численность резервуаров для сотворения припаса пополнения воды, получится понизить долю выработки электричества при конденсации в наименьшей электронной нагрузке станции.

Как правило, эти теплоэлектростанции работают по надлежащей схеме: в ночное время, когда затрата подпитывающей воды теплосети мал, бак-аккумулятор густо заполняется за счет увеличения производительности водоподготовительной установки дегазации подпитывающей воды.

В реальное время вышеприведенная схема потеряла былую актуальность в связи с важным уменьшением употребления лосьонов. К примеру, на Самарской ТЭЦ-1 больше чем в 2 раза сократилось численность воды, применяемой в косметических целях. В случае, если прежде размер воды для восполнения утрат из раскрытой системы отопления достигал 3000 м<sup>3</sup> / ч, то в данный момент оно составляет 1000-1500 м<sup>3</sup> / ч.

Предпосылкой понижения употребления воды на российских теплоэлектрических подстанциях считается, для начала, внедрение платного учёта теплоносителей для большинства покупателей тепла, а во-2-х, недоступность контакта свежими покупателями и существующими централизованными источниками тепла по причине применения децентрализованных источников тепла. Желание к понижению вспомогательного употребления воды, наверное, сохранится, потому что становление рыночных отношений меж поставщиками и покупателями теплофикаций и электронной энергии привело к широкому внедрению платного учета.

Образовавшуюся историю можно будет применить для наращивания выработки отработанного счета от турбоагрегата. Как правило, важная цена инициализации подпиточной воды, которая греется от интегрированной опорой конденсатора отопительной турбины, можно производить с наибольшей численностью электричества из потребляемого тепла, что наиболее важно сберегая изначальный энергосредство.

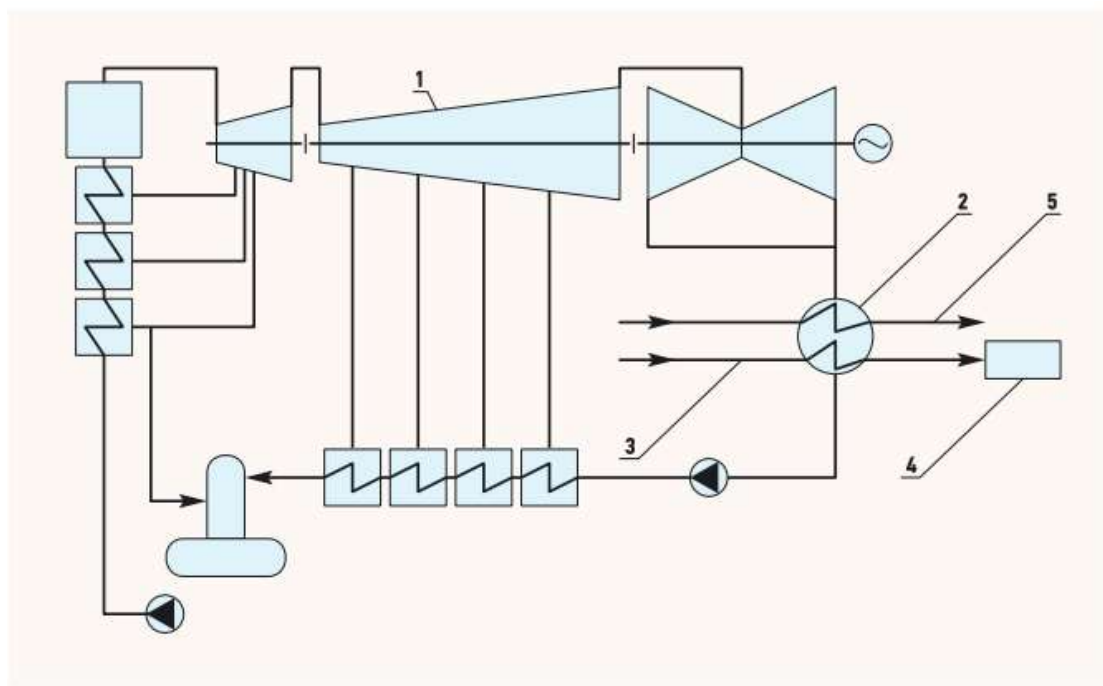
Для подобной станции, осуществить режим работы водоочистной станции, подготовить систему обогрева лосьона таким образом, дабы в ночное время, когда электронная нагрузка станции мала, мы смогли квалифицировать термическую нагрузку, ключа струи лосьона сквозь систему обогрева, дабы снизить денежные затраты на электричество.

Так же, эта схема работы поможет сберечь нужную вместимость аккумуляторного бака для последующего заполнения в то время, когда станция несет наибольшую мощность. Расчеты, проведенные для настоящих критерий эксплуатации Самарской ТЭЦ-1, демонстрируют, что при имеющейся нужности емкости установленного аккумуляторного бака, равной 21 млн куб. м, и повышении вспомогательного затраты воды на 20 000 куб. м/час электрическая станция имеет возможность работать в режиме заправки больше 10 часов.

При этом турбоагрегат с турбиной Т-100/130 производит больше 9 МВт добавочной мощности[1]. Дабы гарантировать своевременную разрядку аккумуляторного бака, производительность водоочистной установки придется снизить, чтобы убавить мощность электростанции.

Придется обозначить, что средняя длительность несения наибольшей электронной нагрузки оформляется от 2-ух до 6 часов в день, в следствие этого, наименьший разряд баковых аккумуляторов в критериях эксплуатации российских тепло электрических станций придется снизить. Единым дефектом предлагаемого режима работы, считается надобность повторяющейся конфигурации производительности водоочистных сооружений, но на тепло электрических станциях, не имеющих установки умягчения воды и ограничивающихся вступлением ингибиторов осаждения минеральных солей вместе с обезуглероживанием, подобный режим не даёт никаких проблем в работе.

В качестве заключения, не требующего значимых вещественных расходов теплофикаций схемы реконструкции электрических станций, создателями предложена свежая схема эксплуатации городских тепло электрических станций, показанная на рисунке. 1. Особенностью заключения считается вероятность применения отработанного тепла паровой турбины в качестве охлаждающей среды для конденсатора системы питьевого водоснабжения, перед подачей центральной прохладной воды покупателю. Предлагаемое заключение достигается методом подачи покупателям перед подачей питьевой воды по трубам сквозь централизованную систему холодного водоснабжения, в состав охлаждающей среды заходит интегрированный конденсатор паровой турбины, опора для заслуги которого и относится к воде, имеет возможность быть отрегулирована на нагрев до 20°C.



❖❖ Рис. 1. Новая схема работы городских ТЭЦ

Не считая такого, при применении артезианской скважины водоснабжение прохладной водой и в заливное время года—когда вода отбирается из поверхностного водоема, ежегодно перед подачей покупателям, в конденсаторе паровой турбины централизованной системы морозного водоснабжения питьевая вода настраивается на отопление.

Одним из ведущих превосходств предлагаемой технологии замораживания турбины конденсатора ТЭС, считается важное увеличение термического КПД установки, за счет наращивания теплопотребления выработки электричества при одновременном понижении теплопотребления, становления систем жаркого водоснабжения для нагрева воды.

В замкнутой системе отопления употребление тепла понижается за счет применения покупателями изготовления тепла и источника питьевой воды, горячей воды, нагретой до 20°C в когенерации. Эффективность раскрытой системы отопления увеличивается за счет сокращения числа теплой воды, применяемой покупателями, когда она смешивается с холодной водой из системы водоснабжения в водосборном приборе.

С целью измерения энергетической производительности предложенной технологии замораживания турбоконденсаторов ТЭС, применяемой при разработке лаборатории "теплоэнергетические системы" [в России], способ подразумевает внедрение нормальных значений термического КПД для выработки удельной мощности теплопотребления [2].

К примеру, финансовый эффект от новейших технологии выше на 98 000 тонн меди в год по отношению к фактическим условиям эксплуатации Самарской ТЭЦ-1. Расчет предусматривает предлагаемый проект на 8 месяцев эксплуатации (кроме июня, июля, августа и сентября), при среднечасовом употреблении питьевой воды 15 000 м<sup>3</sup>/ч.

При расчете еще предусматриваются фактические данные температуры питьевой воды за различные месяцы и годы.

Кроме заслуги значимой экономии горючего на ТЭЦ, увеличивается надежность централизованных систем холодного водоснабжения, так же улучшились экологические характеристики электрических станций за счет понижения выбросов парниковых газов, тем более СО<sub>2</sub>. Например, как питьевая вода перед подачей покупателю регулировалась нагревом, исключая конденсацию водяных паров на плоскости трубы, что, конечно, понижает напряженность наружной коррозии труб централизованной системы водоснабжения.

Выбросы СО<sub>2</sub> понижаются за счет лимитирования мощности оснащения, применяемого для замораживания конденсаторов турбин ТЭЦ для нагрева обратной воды (например, градирни в системах технического водоснабжения). В следствие этого осуществление предложенного заключения в когенерации разрешает:

- Увеличение теплофикаций производительности тепло электростанций;
- Понижение крепости от наружной коррозии труб в городских централизованных системах водоснабжения;
- Совершенствование экологической быта в регионе ТЭЦ. Не считая такого, что предельная мощность и затрата воды как правило схожи, чтобы применять качества отопления во время пиковой энергонагрузки когенерации.

### **Вывод**

1. Роль тепло электрических станций в поставках электричества на рынок, приводит к понижению топливной экономичности и производительности отопления.

2. В передовых финансовых критериях нужно разрабатывать и вводить свежие сохраняющие энергию технологии, для предельного увеличения производительности комбинированного изготовления электронной и теплофикационной энергии.

3. Институциональные меры, которые обязаны быть проданы, основаны на накопительной мощности резервуарного поля с внедрением когенерации, методом организации начального пополнения воды сквозь вспомогательные каналы конденсатора турбины, применяя при этом наибольшую электронную нагрузку станции, с целью наращивания выработки электричества отходящего счета из паротурбинного агрегата.

4. Представленная в статье схема замараживания конденсатора когенерационной турбины, позволяет очень быстро увеличить эффективность отопления и надежность централизованных систем холодного водоснабжения.

### **Заключение**

Предложенная нами схема взаимодействия ПГУ с системой отопления и горячего водоснабжения позволяет увеличить тепловую эффективность ТЭЦ на 2 %, что соответствует экономии топлива более 3 % за счет более полного использования тепловой энергии пара, который направляется в качестве отбора на теплофикацию. Повышение эффективности схемы, предложенной нами, достигается за счет более полного использования теплоты обратной линии теплоснабжения, что приводит к уменьшению потерь в окружающую среду, а также уменьшению температуры питательной воды на входе в экономайзер парогенератора и, соответственно, снижению температуры дымовых газов на выходе из парогенератора, что приводит к соответствующему увеличению КПД системы.

### **Список литературы**

1. Акшель В.А. Альтернатива большой энергетике, Энергетика и промышленность России №2, 2006 г.
2. Алешин В.И. Исследование винтового маслозаполненного вакуум-компрессора: Автореф. дис. . канд. техн. наук: 05.04.06/ МВТУ им. Н.Э.Баумана. М., 1977. - 16 с.

3. Амосов П.Е., Трофимов В.Л. Гидравлическое сопротивление окна нагнетания винтовой компрессорной машины / Труды ЦКТИ. 1975. - Вып. 127.-С. 27-38.
4. Андреев П.А. Винтовые компрессорные машины. Л.: Судпромгиз, 1961. 252 с.
5. Андреев П.А., Шварц А.И., Хисамеев И.Г. Теоретическое исследование влияния профилей зубьев роторов на энергетические показатели винтового компрессора / Труды ЦКТИ. 1975. - Вып. 127. - С.8-15.
6. Ардашев В.И., Плачендовский Д.И. Работоспособность турбодетандера на влажном воздухе с температурой на выходе ниже 273К / Труды МВТУ им. Н.Э.Баумана. 1986. - № 460. - С.46-51.
7. Ардашев В.И., Бабичев М.С., Мамиконянц Л.А. Исследование работы турбодетандера на воздухе, насыщенном водяными парами / Труды МВТУ им. Н.Э.Баумана. 1969. - № 132. - С. 191-204.
8. Ардашев В.И., Плачендовский Д.И. Исследование двухфазных режимов криогенных турбодетандеров / Химическое и нефтяное машиностроение. 1984,- № 4. - С.21-22.
9. Ардашев В.И., Корнев А.М. Использование уплотнительных материалов для повышения эффективности винтовых машин / Химическое и нефтяное машиностроение. 1971.- № 11. - С.5-6.
10. А.С. 545749 СССР, МКИЗ F 01С 1/08. Роторная объемная машина / И.Г.Хисамеев, А.И.Абайдуллин, А.Н.Куприянов. № 2064321/06; Заявл. 04.10.74; Оpubл. 05.02.77, Бюлл. № 5 - 3 с.
11. А.С. 1041888 СССР, МКИЗ F 04С 1/08. Устройство для измерения давления в каналах ротора винтового компрессора / В.Ф.Ставнистый № 3413632/25-06; Заявл. 23.03.82; Оpubл. 15.09.83, Бюлл. № 34 - 3 с.
12. Бейзельман Р.Д., Цыпкин Б.В., Перель Л.Я. Подшипники качения. Справочник. М.: Машиностроение, 1975. - 572 с.
13. Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Головкин Н.Н., Солнцев Е.Б., Мамонтов А.М. Технические и экономические критерии выбора мощности мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях (часть 1)/ Промышленная энергетика 2006. № 4.-С.-38-43.
14. Варварский В.С., Дугосельский В.И., Грибов В.Б, Барочин Б.Л. Использование ГТУ в системах централизованного теплоснабжения / Теплоэнергетика. 1990, № 1.
15. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Наука, 1972. - 720 с.
16. Верный А.Л., Куприянов А.Н. Экспериментальное определение коэффициентов расхода газомасляной смеси через щели и окно нагнетания винтовых маслозаполненных компрессоров / Проектирование и исследование компрессорных машин. Казань. 1982. - С. 9-17.
17. Верный А.Л., Шварц А.И. Современное состояние и тенденции развития винтовых компрессоров в Советском Союзе и за рубежом: Обзорная информация. М.: ЦИТНИхимнефтемаш, 1978. - 52 с. - (Серия ХМ-5. Компрессорное машиностроение).
18. Верный А.Л., Селютин А.В., Винокуров Ш.С. Испытание уплотняющих покрытий в винтовых компрессорах / Труды ЦКТИ. 1975. -Вып. 127. - С.69-73.
19. Верный А.Л., Хисамеев И.Г., Куприянов А.Н. Исследование винтового компрессора с приводом за ведомый ротор / Тезисы докладов VI Всесоюзной науч.-техн. конф. по компрессоростроению. Л., 1981. - С. 114.
20. Винтовые компрессорные машины. Справочник / П.Е.Амосов, Н.И.Бобриков, А.И.Шварц, А.Л.Верный. Л.: Машиностроение, 1977. - 256 с.

## References

1. Akshel V.A. Alternative to large energy, Energy and industry of Russia №2, 2006.
2. Aleshin V.I. Investigation of a screw oil-injected vacuum compressor: Abstract of thesis. dis. ... Cand. tech. Sciences: 05.04.06 / MVТУ named after N.E. Bauman. M., 1977. - 16 p.
3. Amosov P.E., Trofimov V.L. Hydraulic resistance of the discharge port of the screw compressor machine / Proceedings CRBTI. 1975. -ISsue 127.-P. 27-38.
4. Andreev P.A. Screw compressor machines. L.: Sudpromgiz, 1961. 252 p.
5. Andreev P.A., Shvarts A.I., Khisameev I.G. Theoretical study of the influence of rotor tooth profiles on the energy performance of a screw compressor / Proceedings CRBTI. 1975. - Issue 127. - P.8-15.
6. Ardashev V.I., Plachendovsky D.I. Operability of a turboexpander in humid air with an outlet temperature below 273K / Proceedings of the Bauman Moscow State Technical University. 1986. - № 460. - P.46-51.
7. Ardashev V.I., Babichev M.S., Mamikonyants L.A. Investigation of the operation of a turboexpander in air saturated with water vapor / Proceedings of the Bauman Moscow State Technical University. 1969. - № 132. - P. 191-204.
8. Ardashev V.I., Plachendovsky D.I. Study of two-phase modes of cryogenic turboexpanders / Khimicheskoye i neftyanoye mashinostroyeniye. 1984,- № 4. - P.21-22.

9. Ardashev V.I., Korenev A.M. The use of sealing materials to improve the efficiency of screw machines / *Khimicheskoye i neftyanoye mashinostroyeniye*. 1971.- № 11. - P.5-6.
10. A.S. 545749 USSR, MKI3 F OIC 1/08. Rotary volumetric machine / I. G. Khisameev, A. I. Abaidullin, A. N. Kupryanov. № 2064321/06; Appl. 10/04/74; Publ. 05.02.77, Bull. № 5 - 3 p.
11. A.S. 1041888 USSR, MKI3 F 04C 1/08. Device for measuring pressure in the rotor channels of a screw compressor / VF Stavnisty № 3413632 / 25-06; Appl. 03/23/82; Publ. 09/15/83, Bull. № 34 - 3 p.
12. Beyzelman R.D., Tsyppin B.V., Perel L.YA. *Podshipniki kacheniya*. Spravochnik. M.: Mashinostroyeniye 1975. - 572 p.
13. Vagin G.Ya., Loskutov A.B., Golovkin N.N., Solntsev E.B., Mamontov A.M. Technical and economic criteria for selecting the capacity of mini-CHP at industrial enterprises (part 1)/ *Promyshlennaya energetika* 2006. № 4.-P.-38-43.
14. Varvarsky V.C., Dugoselsky V.I., Gribov V.B., Barochin B.L. The use of gas turbines in district heating systems / *Teploenergetika*. 1990, № 1.
15. Vargaftik N.B. Handbook on the thermophysical properties of gases and liquids. M.: Nauka, 1972. - 720 p. 16. Verny A.L., Kupriyanov A.N. Experimental determination of the flow rates of the gas-oil mixture through the slots and the discharge window of oil-filled screw compressors / *Proyektirovaniye i issledovaniye kompressornykh mashin*. Kazan'. 1982. - P. 9-17.
17. Verny A.L., Schwartz A.I. Current state and development trends of screw compressors in the Soviet Union and abroad: Overview information. M.: TSITNIkhimneftemash, 1978. - 52 p. - (Seriya KHM-5. Kompessornoye mashinostroyeniye).
18. Verny A.L., Selyutin A.V., Vinokurov Sh.S. Testing of sealing coatings in screw compressors / *Proceedings CRBTI*. 1975. -Issue 127. - P.69-73.
19. Verny A.L., Khisameev I.G., Kupriyanov A.N. Study of a screw compressor driven by a driven rotor / *Tezisy dokladov VI Vsesoyuznoy nauch.-tekhn. konf. po kompressorostroyeniyu*. L., 1981. - P. 114.
20. *Vintovyye kompressornyye mashiny*. Spravochnik / P.Ye.Amosov, N.I.Bobrikov, A.I.Shvarts, A.L.Vernyy. L.: Mashinostroyeniye, 1977. - 256 p