

## АНАЛИЗ РАСШИРЕНИЯ ТЭЦ КУЙБЫШЕВСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКОЙ.

**Зиганишина Светлана Камилловна**

*кандидат технических наук, доцент,*

*Самарский государственный технический университет,*

*г. Самара*

**Кавун Александр Михайлович**

*магистрант,*

*Самарский государственный технический университет,*

*г. Самара*

**Садчиков Николай Евгеньевич**

*магистрант,*

*Самарский государственный технический университет,*

*г. Самара*

**Сидоров Валерий Евгеньевич**

*магистрант,*

*Самарский государственный технический университет,*

*г. Самара*

**Аннотация.** В статье представлена принципиальная тепловая схема паротурбинной установки и результаты расчёта противоавтоматической турбины марки Р-8,4-35/10М. Выполнен экономический анализ эффективности проекта по программе «Alt-Invest-Prim» от внедрения паротурбинной установки на ТЭЦ АО «Куйбышевского нефтеперерабатывающего завода».

**Ключевые слова:** паровая турбина; тепловая энергия; баланс по пару; расчёт экономической эффективности.

В настоящее время предприятие ТЭЦ Куйбышевского нефтеперерабатывающего завода является наиболее энергоёмким. Для ведения технологических процессов используется тепловая энергия в виде пара и горячей воды [1]. Источником тепловой энергии как правило служит близлежащая тепловая электростанция, работающая на природном газе.

В последние годы большое внимание уделяется возможности собственной выработки тепловой и электрической энергии. Это позволяет повысить коэффициент использования топлива в системе за счёт более глубокого использования теплоты сбросных и технологических потоков.

В связи с возрастающими тепловыми и паровыми нагрузками НПЗ, необходимостью более надёжного электроснабжения электроприёмников I категории, постоянное увеличение жилого массива Куйбышевского района города Самары, а также постоянное увеличение стоимости закупаемой электроэнергии со стороны энергоснабжающей организации.

Было предложено произвести расширение существующих мощностей однотипной противоавтоматической турбиной марки Р-8,4-35/10М. С целью удовлетворения потребности установок завода в паре 10 ат. А также расширение ТЭЦ завода АО «КНПЗ» позволит увеличить общую электрическую мощности и выйти на рынок электроснабжения и удачно конкурировать с энергосистемой за счет низкой себестоимости электроэнергии производимой на ТЭЦ АО «КНПЗ».

ТЭЦ на 70% покрывает потребности КНПЗ в электроэнергии, полностью обеспечивает теплом завод, многие организации и жилые дома в Куйбышевском районе. На ТЭЦ установлено четыре энергетических котла БКЗ-100-39 ГМА модернизированные суммарной установленной мощностью 400 т/ч пара и две турбины: ПТ-12-35-10М; Р-8,4-35-10М; суммарной установленной мощностью 20 МВт.

Составим баланс по пару:

$$D_0 = D_{\text{ПТ}} + D_{\text{P(1)}} + D_{\text{P(2)}}$$

$D_0$  – суммарная паропроизводительность котлоагрегатов составляет 400 т/ч;

$D_{\text{P}}$  - номинальный расход пара на турбину Р-8,4-35-10М составляет 140 т/ч;

$D_{\text{ПТ}}$  - номинальный расход пара на турбину ПТ-12-35-10М составляет 108,84 т/ч.

Получаем, что  $D_0 = 108,84 + 140 + 140 = 388,84$  т/ч.

Баланс по пару с вновь вводимым оборудованием удовлетворяет паропроизводительности котлоагрегатов.

Паровая турбина Р-8,4-35/10М противоавтоматического типа номинальной мощностью 8,4 МВт. Турбина имеет один корпус, дроссельную систему парораспределения. Номинальные параметры пара перед регулирующим клапаном  $p = 35 \text{ кгс/см}^2$ ,  $t = 440$  °С, частота вращения ротора – 3000 об/мин. Острый пар поступает через стопорные клапаны и регулирующие клапаны парораспределения в проточную часть турбины. Пройдя проточную часть турбины, отработавший пар выходит через выхлопной патрубок и поступает в коллектор пара  $p = 1,0$  МПа на производственные нужды и собственные нужды ТЭЦ. Пар из

первой камеры заднего уплотнения и второй камеры переднего уплотнения, а также из уплотнения штоков стопорных клапанов и регулирующих клапанов отсасывается струйным подогревателем, который осуществляет подогрев химочищенной воды. Подогрев питательной воды осуществляется в подогревателе высокого давления ПВД-3 паром из коллектора  $p=1,0$  МПа. Цилиндр турбины обладает специальным обогревом фланцев и шпилек для уменьшения разности температур между стенками цилиндра и фланцами, а так же для равномерного прогрева фланцев и шпилек. Для контроля температуры фланцев и шпилек установлены термодатчики. Принципиальная схема паротурбинной установки с турбиной Р-8,4-35/10М представлена на рис.1,[3].

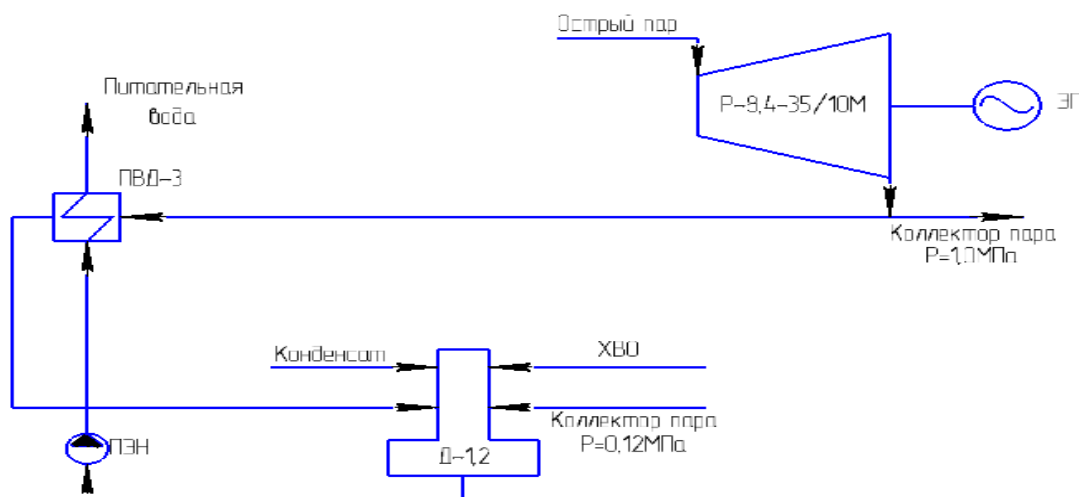


Рис.1. Принципиальная схема паротурбинной установки с турбиной Р-8,4-35/10М

#### Исходные данные для теплового расчёта паротурбинной установки с турбиной Р-8,4-35/10М

номинальная мощность паровой турбины  $N_s = 8,4$  МВт;

начальное давление острого пара  $p_0 = 3,5$  МПа;

начальная температура острого пара  $t_0 = 440$  °С;

количество регенеративных подогревателей – 3хПВД;

температура питательной воды  $t_{пв} = 210$  °С;

давление отработавшего в турбине пара  $p_2 = 1$  МПа;

номинальный расход острого пара  $D_0 = 140$  т/ч (38,89 кг/с);

рабочее давление в деаэраторе  $p_d = 0,12$  МПа.

Паровая турбина Р-8,4-35/10М выполнена в одноцилиндровом исполнении.

1. По начальным параметрам  $p_0$  и  $t_0$  определяется энтальпия свежего пара:

$$p_0 = 3,5 \text{ МПа}; t_0 = 440 \text{ °С}; h_0 = 3315 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

2. Паровая турбина имеет сопловое парораспределение, что является характерным для современных паротурбинных установок установленной мощностью менее 500 МВт.

Регулирующая ступень выполнена в одновенечном исполнении. Идеальный теплоперепад пара в ней составляет  $H_0^{p.c} = 50$  кДж/кг. Относительный внутренний КПД регулирующей ступени принят равным  $\eta_{oi}^{p.c} = 0,75$ .

3. Реальный теплоперепад пара в регулирующей ступени турбины:

$$H_i^{p.c} = h_0^{p.c} \eta_{oi}^{p.c} = 50 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ кДж/кг}$$

4. Энтальпия пара после идеального процесса расширения пара в регулирующей ступени составляет  $h_{1ид} = 3259$  кДж/кг. Соответственно, давление пара после регулирующей ступени составит  $p_1 = 3,2$  МПа. С учетом давления  $p_1$  и реального теплоперепада  $H_i^{p.c}$  энтальпия пара за регулирующей ступенью составляет величину:

$$h_1 = h_0 - H_i^{p.c} = 3315 - 37,5 = 3277,5 \text{ кДж/кг}$$

Температура пара после регулирующей ступени  $t_1 = 430$  °С.

5. Далее проводится построение процесса в турбине Р-8,4-35/10М.

Энтальпия пара в конце идеального процесса расширения в турбине определяется по известному значению давления отработавшего пара  $p_2 - h_{2ид} = 2970$  кДж/кг. Температура отработавшего пара  $t_{1ид} = 260$  °С.

6. Энтальпия пара в конце реального процесса расширения в турбине с учетом принятого значения внутреннего относительного КПД турбины  $\eta_{oi} = 0,85$ :

$$h_2 = h_1 - [(h_1 - h_{2 \text{ ид}}) \eta_{oi}] = 3277,5 - [(3277,5 - 2970) \cdot 0,85] = 3016,12 \text{ кДж/кг.}$$

Температура отработавшего в турбине пара  $t_2 = 282 \text{ }^\circ\text{C}$ .

7. Отработавший пар является греющим теплоносителем в теплофикационной установке, предназначенной для подогрева сетевой воды. Потери давления в паропроводе на сетевые подогреватели  $\Delta p_{\text{сп}} = 10 \%$ . Тогда давление конденсирующегося пара составит величину  $p_{\text{отб (сп)}} = 0,9p_2 = 0,9 \cdot 1,0 = 0,9 \text{ МПа}$ . Данному давлению соответствует температура конденсирующегося пара и образовавшегося конденсата  $t'_2 = 175 \text{ }^\circ\text{C}$ .

8. Паротурбинная установка Р-8,4-35/10М оснащена тремя подогревателями высокого давления.

По температуре питательной воды  $t_{\text{пв}} = 210 \text{ }^\circ\text{C}$  и с учетом ее теплоемкости  $c_{H_2O} = 4,1868 \text{ кДж/кг}\cdot\text{K}$  определяется энтальпия питательной воды  $h_{\text{пв}} = c_{H_2O} t_{\text{пв}} = 4,1868 \cdot 210 = 879,29 \text{ кДж/кг}$ .

9. С учетом недогрева  $\delta t_{\text{ПВД-1}} = \delta t_{\text{ПВД-2}} = \delta t_{\text{ПВД-3}} = 3 \text{ }^\circ\text{C}$  до температуры насыщения в подогревателе ПВД-1 определяется температура насыщения в ПВД-1  $t_{s(\text{ПВД-1})} = t_{\text{пв}} + \delta t_{\text{ПВД-1}} = 210 + 3 = 213 \text{ }^\circ\text{C}$ . Данной температуре соответствует энтальпия конденсирующегося пара  $h''_{s(\text{ПВД-1})} = 2797,4 \text{ кДж/кг}$  и энтальпия конденсата отборного пара  $h'_{s(\text{ПВД-1})} = 908,6 \text{ кДж/кг}$ . Давление в ПВД-1 составляет  $p_{\text{ПВД-1}} = 2,0 \text{ МПа}$ .

10. Потери давления в паропроводах отбора пара в систему регенерации принимаются равными 10 %:

$$\Delta p_{\text{ПВД-1}} = \Delta p_{\text{ПВД-2}} = \Delta p_{\text{ПВД-3}} = 0,1p_{\text{отб}i}.$$

Здесь  $p_{\text{отб}i}$  – давление пара в  $i$ -том отборе пара на регенеративный подогреватель.

11. Давление пара в отборе на ПВД-1:

$$p_{\text{отб1}} = (1 + \Delta p_{\text{ПВД-1}}) p_{\text{ПВД-1}} = 1,1p_{\text{ПВД-1}} = 1,1 \cdot 2,0 = 2,2 \text{ МПа.}$$

12. Параметры пара в отборе на ПВД-1 определяются по давлению  $p_{\text{отб1}} = 2,2 \text{ МПа}$  для реального процесса расширения в турбине (по  $h,s$  – диаграмме):

$$t_{\text{отб1}} = 376 \text{ }^\circ\text{C}, h_{\text{отб1}} = 3195 \text{ кДж/кг.}$$

13. Принимается неравномерный подогрев питательной воды в регенеративных подогревателях. Величина подогрева в каждом подогревателе определяется с учетом параметра  $d$  и количества регенеративных подогревателей  $z = 3$ :

$$d = \sqrt[z]{t'_2/t_{\text{пв}}} = \sqrt[3]{175/210} = 0,941.$$

14. С учетом принятого значения подогрева питательной воды в ПВД-1  $\Delta t_{\text{ПВД-1}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  определяются значения подогрева питательной воды в ПВД-2 и ПВД-3 из выражений:

$$\Delta t_{\text{ПВД-1}} = \Delta t_{\text{ПВД-2}}/d,$$

$$\Delta t_{\text{ПВД-2}} = d\Delta t_{\text{ПВД-1}} = 0,941 \cdot 25 = 23,52 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{\text{ПВД-2}} = \Delta t_{\text{ПВД-3}}/d,$$

$$\Delta t_{\text{ПВД-3}} = d\Delta t_{\text{ПВД-2}} = 0,941 \cdot 23,52 = 22,13 \text{ }^\circ\text{C}.$$

15. В соответствии с этим температура питательной воды после питательного насоса (перед ПВД-3) составит значение:

$$t_{\text{пн}} = t_{\text{пв}} - \Delta t_{\text{ПВД-1}} - \Delta t_{\text{ПВД-2}} - \Delta t_{\text{ПВД-3}} = 210 - 25 - 23,52 - 22,13 = 139,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Данной температуре соответствует энтальпия  $h_{\text{пн}} = c_{H_2O} t_{\text{пн}} = 139,5 \cdot 4,1868 = 584,05 \text{ кДж/кг}$ .

16. В этом случае температура воды за регенеративными подогревателями ПВД-2 и ПВД-3 будет равна:

$$t_{\text{ПВД-2}} = t_{\text{пв}} - \Delta t_{\text{ПВД-1}} = 210 - 25 = 185 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$t_{\text{ПВД-3}} = t_{\text{пв}} - \Delta t_{\text{ПВД-2}} = 185 - 23,52 = 161,48 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Указанным температурам соответствуют энтальпии  $h_{\text{ПВД-2}} = c_{H_2O} t_{\text{ПВД-2}} = 4,1868 \cdot 185 = 774,55 \text{ кДж/кг}$  и  $h_{\text{ПВД-3}} = c_{H_2O} t_{\text{ПВД-3}} = 4,1868 \cdot 161,48 = 676,08 \text{ кДж/кг}$ .

17. Температура насыщения в подогревателях высокого давления ПВД-2 и ПВД-3:

$$t_{s(\text{пвд-2})} = t_{\text{пвд-2}} + \delta t_{\text{пвд-2}} = 185 + 3 = 188 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_{s(\text{пвд-3})} = t_{\text{пвд-3}} + \delta t_{\text{пвд-3}} = 161,48 + 3 = 164 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По приведенным значениям температуры насыщения находятся давления в самих подогревателях  $p_{\text{пвд-2}} = 1,5$  МПа и  $p_{\text{пвд-3}} = 1,1$  МПа и энтальпии образовавшегося конденсата отборного пара  $h'_{s(\text{пвд-2})} = 844,7$  кДж/кг и  $h'_{s(\text{пвд-3})} = 781,1$  кДж/кг.

18. Давление пара в отборах на ПВД-2 и ПВД-3:

$$p_{\text{отб2}} = (1 + \Delta p_{\text{пвд-2}}) p_{\text{пвд-2}} = 1,1 p_{\text{пвд-2}} = 1,1 \cdot 1,5 = 1,65 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{отб3}} = (1 + \Delta p_{\text{пвд-3}}) p_{\text{пвд-3}} = 1,1 p_{\text{пвд-3}} = 1,1 \cdot 1,1 = 1,21 \text{ МПа}.$$

19. Параметры пара в отборе на ПВД-2 определяется аналогично п. 11:

$$t_{\text{отб2}} = 323 \text{ }^\circ\text{C}, h_{\text{отб2}} = 3094 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{\text{отб3}} = 300 \text{ }^\circ\text{C}, h_{\text{отб3}} = 3049 \text{ кДж/кг}.$$

20. Теплоперепады пара между отборами турбины:

– между «головной» частью турбины и отбором на ПВД-1:

$$H_1 = h_0 - h_{\text{отб1}} = 3315 - 3195 = 120 \text{ кДж/кг};$$

– между отборами пара на ПВД-1 и ПВД-2:

$$H_2 = h_{\text{отб1}} - h_{\text{отб2}} = 3195 - 3094 = 101 \text{ кДж/кг};$$

– между отборами пара на ПВД-2 и ПВД-3:

$$H_3 = h_{\text{отб2}} - h_{\text{отб3}} = 3094 - 3049 = 45 \text{ кДж/кг};$$

– между отбором пара на ПВД-3 и выхлопным патрубком турбины:

$$H_4 = h_{\text{отб3}} - h_2 = 3049 - 3016 = 33 \text{ кДж/кг}.$$

На рисунке 2 представлен условный процесс расширения пара в турбине Р-8,4-35/10М

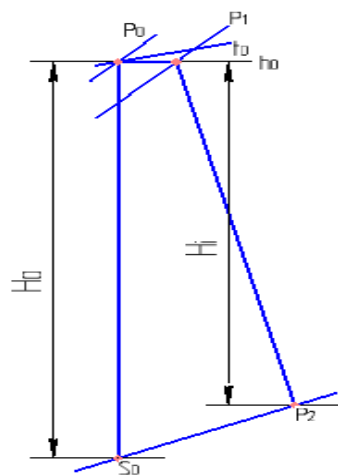


Рис 2а Схема условного процесса расширения пара в турбине в h-s –диаграмме.

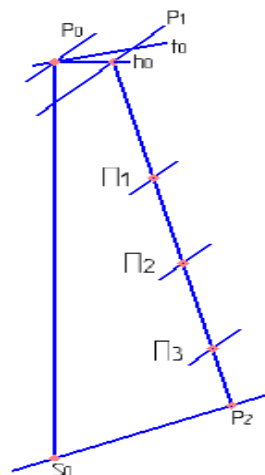


Рис 2б Схема условного процесса с изобарами в камерах отбора в турбине на регенерацию.

21. Относительные расходы пара на регенеративные подогреватели ПВД-1, ПВД-2 и ПВД-3 с учётом КПД данных подогревателей  $\eta_{\text{пк}} = 98\%$ :

$$\alpha_1 = \frac{h_{пв} - h_{пвд-2}}{(h_{отб1} - h_{s(пвд-1)})\eta_{пвд}} = \frac{879,29 - 774,55}{(3195 - 908,6) \cdot 0,98} = 0,046;$$

$$\alpha_2 = \frac{(1 - \alpha_1)(h_{пвд-2} - h_{пвд-3})}{(h_{отб2} - h_{s(пвд-2)})\eta_{пвд}} = \frac{(1 - 0,046)(774,455 - 676,08)}{(3094 - 844,7) \cdot 0,98} = 0,0426;$$

$$\alpha_3 = \frac{(1 - \alpha_1 - \alpha_2)(h_{пвд-3} - h_{пн})}{(h_{отб3} - h_{s(пвд-3)})\eta_{пвд}} = \frac{(1 - 0,046 - 0,0426)(676,08 - 584,05)}{(3049 - 781,1) \cdot 0,98} = 0,0377;$$

22. Расходы пара в регенеративные подогреватели в абсолютных значениях:

$$D_1 = \alpha_1 D_0 = 0,046 \cdot 38,89 = 1,788 \text{ кг/с};$$

$$D_2 = \alpha_2 D_0 = 0,0426 \cdot 38,89 = 1,656 \text{ кг/с};$$

$$D_3 = \alpha_3 D_0 = 0,0377 \cdot 38,89 = 1,466 \text{ кг/с}.$$

23. Количество пара, поступающего в выхлопной патрубок паровой турбины:

$$D_k = D_0 - D_1 - D_2 - D_3 = 38,89 - 1,788 - 1,656 - 1,466 = 33,98 \text{ кг/с}.$$

24. Электрическая мощность паротурбинной установки Р-8,4-35/10М:

$$N_{p-8,4} = D_0 \cdot [H_1 + H_2(1 - \alpha_1) + H_3(1 - \alpha_1 - \alpha_2) + H_4(1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3)] =$$

$$38,89 \cdot [120 + (101 \cdot (1 - 0,046)) + (45 \cdot (1 - 0,046 - 0,0426)) +$$

$$(33 \cdot (1 - 0,046 - 0,0426 - 0,0377))] = 11130,279 \text{ кВт. [4]}$$

Исходные данные для расчета экономической эффективности приведены в таблице 1. для программы «Alt-Invest-Prim».

Таблица 1

	Показатель	Единицы Измерения	Величина
1	Денежная единица	тыс. рублей	
2	Коэффициент пересчета (курс валют)	1долл/руб.	64,6
3	Интервал планирования (ИП)	Дней	360
4	Срок жизни проекта (количество интервалов планирования)	Интервал планирования	12
5	<b>Объем производства и продаж:</b> - график освоения производства - электроэнергия, отпущенная потребителю - тепловая энергия отпущенная потребителю	% по интервалам планирования тыс. кВт · ч год Гкал/год	1 – 65 2 – 100 39900 417710
6	<b>Выручка от реализации:</b> - средний тариф (средняя доходная ставка) за 1000 кВт·ч электроэнергии - средний тариф (средняя доходная ставка) за 1 Гкал тепловой энергии	руб. тыс. кВт · ч руб./Гкал	2170 1000
7	<b>Текущие затраты (годовые):</b> - топливо - заработная плата эксплуатационных рабочих - отчисления в страховые фонды - прочие операционные затраты	тыс. руб. тыс. руб. % %	84030 3780 30 35
8	<b>Инвестиционные затраты:</b> - график освоения инвестиций - постоянные инвестиционные затраты - амортизационные отчисления (средняя норма амортизации)	% тыс. руб. %	1 – 65 2 – 35 76873 10
9	<b>Источники финансирования:</b> - оптимальный график кредитования	-	0

	(собственные средства ВоТГК) - проценты за кредит (среднегодовые)	%	0
110	<b>Отчет о прибыли:</b>		
	- налоги до налога на прибыль (средняя налоговая ставка)	%	1
	- налог на прибыль	%	20
	- налоги после налога на прибыль (средняя налоговая ставка)	%	1

Ниже приведены основные итоговые результаты оценки эффективности проекта [2].

#### 1. Для ставки дисконтирования $E=10\%$

простой срок окупаемости  $ТОК = 2,5$  лет;

условие эффективности выполняется, так как  $ТОК < 8$  лет;

чистый поток денежных средств нарастающим итогом (**ЧПДС или ЧД**)

**ЧД** = 353106 тыс. руб. за 12 лет;

внутренняя норма доходности (прибыли) **ВНД** или **IRR** - 83,3%;

условие эффективности выполняется, так как  $IRR > 10\%$ ;

чистая текущая стоимость проекта **NPV** – 187446 тыс. руб;

условие эффективности выполняется, так как  $NPV > 0$ ;

рентабельность инвестиций **NPVR** – 251,9%;

условие эффективности выполняется, так как  $NPVR > 100\%$

дисконтированный чистый поток денежных средств нарастающим итогом

**ДЧПДС или ЧДД** = 187446 тыс. руб;

условие эффективности выполняется, так как  $ЧДД > 0$ ;

дисконтированный срок окупаемости  $ТОК(D) = 2,7$  лет;

условие эффективности выполняется, так как  $ТОК(D) < 8$  лет.

#### 2. Для анализа чувствительности проекта ставка дисконтирования принимается $E = 20\%$

простой срок окупаемости  $ТОК = 2,5$  лет ;

условие эффективности выполняется, так как  $ТОК < 8$  лет;

чистый поток денежных средств нарастающим итогом (**ЧПДС или ЧД**)

**ЧД** = 353106 тыс. руб.;

внутренняя норма доходности (прибыли) **ВНД** или **IRR** - 83,3%;

условие эффективности выполняется, так как  $IRR > 10\%$ ;

чистая текущая стоимость проекта **NPV** – 167092 тыс. руб.;

условие эффективности выполняется, так как  $NPV > 0$ ;

рентабельность инвестиций **NPVR** – 225,8%;

условие эффективности выполняется, так как  $NPVR > 100\%$

дисконтированный чистый поток денежных средств нарастающим итогом

**ДЧПДС или ЧДД** = 167092 тыс. руб.

условие эффективности выполняется, так как  $ЧДД > 0$ ;

дисконтированный срок окупаемости,  $ТОК(D) = 2,7$  лет;

условие эффективности выполняется, так как  $ТОК(D) < 8$  лет.

#### Вывод

Результаты комплексного финансово-экономического анализа позволяют сделать вывод об эффективности инвестиционного проекта и подтвердить предварительную гипотезу.

Из приведенных расчетов видно, что анализ расширения ТЭЦ Куйбышевского НПЗ паротурбинной установкой необходимо, целесообразно и эффективно. Расширение ТЭЦ КНПЗ позволяет выйти на новый уровень, сделать шаг вперед, для обслуживания тепломеханического оборудования ТЭЦ с учётом расширения обеспечивает возросшие нагрузки в тепле и паре. Модернизация ТЭЦ КНПЗ позволяет улучшить условия труда обслуживающего персонала. Реализация данного проекта помогает повысить надежность работы станционного оборудования так же, как и всей станции в целом, а также повысить экономичность работы ТЭЦ.

#### Список литературы

морозова О.В., Костарёва С.Н., Колоколова Е.А. Энергетическая эффективность систем энергообеспечения объектов нефтегазовой отрасли // Нефтегазовое дело. 2014. № 12-4. С. 134-138.  
акет программ для вычисления теплофизических свойств воды и водяного пара «WaterSteamPro»

удинов, А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: учеб. пособие / А.А. Кудинов. – М.: ИНФРА-М, 2012. 325 с.

4. Турбины тепловых и атомных электрических станций. Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. – М.: Изд. МЭИ, 2001, 488 с.