

- Сохранение экономичности турбины в процессе длительной эксплуатации за счет применения сотовых концевых и промежуточных уплотнений ЦВД;
- Возможность дальнейшего увеличения расхода свежего пара с одновременным увеличением электрической мощности и тепловой нагрузки турбоагрегата;
- Улучшение работы парораспределения;
- Повышения качества и надежности системы.

Список литературы:

1. Michael W. Smiarowski, Rainer Leo, Christof Scholten. Steam turbine modernization
2. Инструкция по эксплуатации турбоустановки Т-100/120-130, МТ-265075 РЭ

Математическое моделирование тепловых резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом влияния инженерных сооружений в зоне их размещения

Махсутбек Ф.Т., Ожикенова Ж.Ф.

Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

faya-m@inbox.ru

Прогноз структуры топливно-энергетического баланса России показывает, что нефть и газ останутся доминирующими энергоносителями, при сжигании которых в 2030 г. будет производиться 70% энергии [1]. Следует помнить о том, что большое число электростанций и крупных котельных используют мазут в качестве основного топлива, на всех электростанциях и котельных, работающих на газовом топливе, имеются резервные мазутные хозяйства, а электростанции и котельные, работающие на угле, часто используют мазут для растопки и подсвечивания факела [2].

Действующие по сегодняшний день отраслевые методики расчета и проектирования мазутных хозяйств далеко не в полной мере отражают все особенности тепловых процессов, происходящих на всех стадиях подготовки мазута к сжиганию [3].

Одним из перспективных подходов к исследованию тепловых потерь резервуаров ТЭС и котельных в условиях реальной эксплуатации является использование разнообразных коммерческих или открытых пакетов прикладных программ, позволяющих учитывать различные эффекты и процессы, приводящие к интенсификации процессов переноса в рассматриваемых системах.

Целью работы является математическое моделирование тепловых потерь резервуаров ТЭС и котельных, расположенных в зонах влияния инженерных сооружений и численный анализ тепловых режимов рассматриваемых объектов в подобных условиях.

Рассматривается типичный вертикальный цилиндрический стальной подземный резервуар марки РСВ-100. На рисунке 1 показано схематическое изображение области решения рассматриваемой задачи.

Для рассматриваемой области (рисунк 1) решается двумерная стационарная задача теплопроводности в системе «подземный резервуар – окружающая среда» с учетом наличия инженерных сооружений в зоне размещения резервуаров ТЭС и котельных.

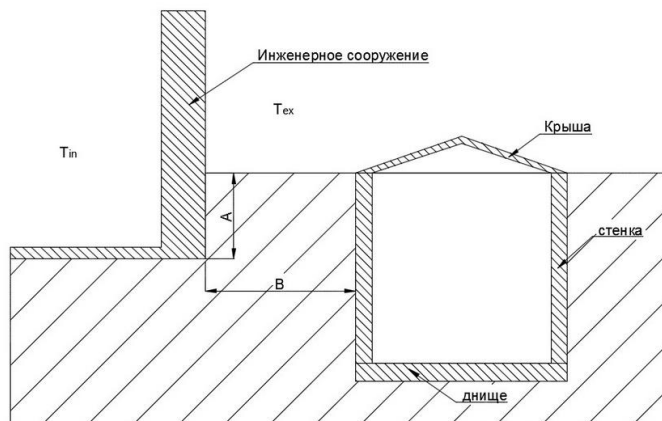


Рис.1. Схема поперечного сечения области решения

Процессы переноса тепла для рассматриваемого объекта (рисунок 1) будут описываться следующими соотношениями:

$$\nabla^2 T_{из} = 0, \quad (1)$$

$$\nabla^2 T_{г} = 0, \quad (2)$$

$$\nabla^2 T_{ф} = 0. \quad (3)$$

$$T_{из,1} = T_m = \text{const}. \quad (4)$$

$$\lambda_{из} \text{grad}(T_{из,2}) = \lambda_{г} \text{grad}(T_{г,2}); \quad T_{из,2} = T_{г,2}; \quad (5)$$

$$\lambda_{г} \text{grad}(T_{г,3}) = \lambda_{ф} \text{grad}(T_{ф,3}); \quad T_{г,3} = T_{ф,3}. \quad (6)$$

$$-\lambda_{г} \text{grad}(T_{г,4}) = \alpha(T_{г,4} - T_{ex}), \quad (7)$$

$$-\lambda_{ф} \text{grad}(T_{ф,5}) = \alpha(T_{ф,5} - T_{ex}). \quad (8)$$

$$-\lambda_{ф} \text{grad}(T_{ф,6}) = \alpha(T_{ф,6} - T_{in}). \quad (9)$$

$$-\lambda_{ф} \text{grad}(T_{ф,7}) = \alpha(T_{ф,7} - T_{in}), \quad (10)$$

$$\text{grad}(T_{г}) = 0, \quad x \rightarrow \pm\infty, \quad y \rightarrow -\infty. \quad (11)$$

$$\text{grad}(T_{ф}) = 0, \quad x \rightarrow \pm\infty, \quad y \rightarrow +\infty. \quad (12)$$

Обозначения: T – температура, К; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); α – коэффициент теплоотдачи, Вт/м²·К.

Индексы: из – слой тепловой изоляции; г – грунт; м – мазут; ф – фундамент инженерного сооружения; in – внутренний; ex – наружный; 1 – внутренняя поверхность изоляции резервуара; 2 – граница раздела «корпус резервуара- грунт»; 3 – граница раздела «грунт – фундамент инженерного сооружения»; 4 – граница раздела «грунт – окружающая среда»; 5 – граница раздела «грунт – инженерного сооружения»; 6 – граница раздела «фундамент – воздух внутри инженерного сооружения». 7 – граница раздела «пол подвала – воздух внутри инженерного сооружения».

Рассматриваемая задача (1) – (12) решена с применением средств и функций пакета программ мультифизического моделирования COMSOL Multiphysics с использованием модуля General Heat Transfer [4].

Исследование проводилось для резервуара марки РВС-100 с тепловой изоляцией из минеральной ваты (толщина 50 мм).

При проведении численного моделирования предполагалось, что температура внутренней поверхности резервуара имеет постоянное значение, равное температуре хранящегося топлива $t_m = 80$ °С. Расстояние от внешней изоляции резервуара до фундамента составляло $B = 20$ м, а заглубление фундамента $A = 2$ м [5]. Температура окружающей среды T_{ex} принималась равной средней температуре воздуха за период отопления в городе Томск [7], а температура воздуха внутри инженерного сооружения составляло $T_{in} = 293,15$ К. В таблице 1 приведены теплофизические характеристики материалов и веществ, использовавшиеся при проведении исследований [6].

Таблица 1. Теплофизические характеристики материалов

Материал	Плотность, кг/м ³	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)
Минеральная вата	150	0,046	840
Железобетон	2200	1,54	887
Грунт	1835	1,42	1155

Основные результаты численного моделирования тепловых режимов резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом влияния инженерных сооружений в зоне их размещения приведены в таблице 2 и на рисунках 2, 3.

В таблице 2 приведены значения тепловых потерь Q_1 рассчитываемого объекта без учета наличия инженерных сооружений и Q_2 – с учетом наличия инженерных сооружений в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных.

Таблица 2. Результаты расчета тепловых потерь

Вариант расчета	Температура окружающей среды, °С	Q_1 , кВт	Q_2 , кВт	$\delta = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_2}, \%$
сентябрь	+9,2	97,451	97,638	0,192
октябрь	+0,9	109,140	109,103	0,034
ноябрь	-10,4	124,727	124,719	0,006
декабрь	-17,5	134,281	134,730	0,333
январь	-19,2	136,641	136,866	1,334
февраль	-16,7	133,157	133,419	0,196
март	-10,1	124,090	124,314	0,180
апрель	-0,1	110,264	110,490	0,205
май	+8,6	98,275	98,462	0,190
июнь	+15,3	89,021	89,208	0,210

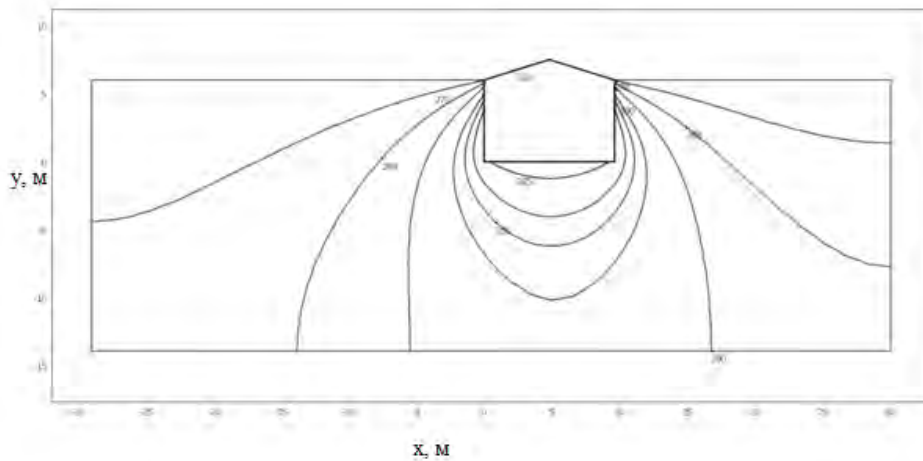


Рис 2. Типичные температурные поля в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных при температуре окружающей среды -40°C .

Результаты численного анализа тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных, свидетельствуют о том, что наличие инженерного сооружения в зоне их размещения мало влияют на изменение тепловых потерь, поэтому можно пренебречь этим показателем.

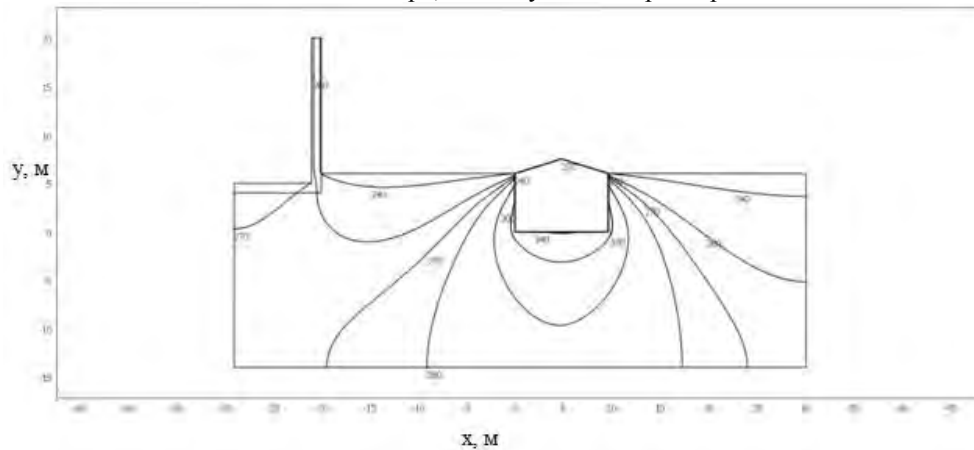


Рисунок 3. Типичные температурные поля в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных при температуре окружающей среды -40°C с учетом влияния инженерного сооружения.

На рисунках 2, 3 приведены типичные температурные поля в зоне резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных при отсутствии близрасположенных инженерных сооружений (рис.2) и при их наличии (рис.3).

Список литературы:

1. Развитие теплоснабжения в России в соответствии с Энергетической стратегией до 2030г. // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 2. – С. 6–9.
2. Олимпиев В.В., Михеев Н.И., Молочников В.М. Энергосберегающая технология хранения и подогрева мазута в мазутных хозяйствах ТЭС и котельных // Известия академии наук. Энергетика. – 2005. – №1 – С. 14 – 1
3. Назмеев Ю.Г. Мазутные хозяйства ТЭС. – М.: МЭИ, 2002. – 612 с.
4. Бирюлин Г.В. Теплофизические расчеты в конечно-элементном пакете COMSOL/FEMLAB. СПб.: СПбГУИТМО, 2006. – 89 с.
5. СНиП 2.11.03-93. Строительные нормы и правила. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2011. – 46 с.
6. Гува А.Я. Краткий теплофизический справочник. Новосибирск: Сибвузиздат, 2002. – 300 с.
7. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. Учебник для вузов. М.: Издательство МЭИ. 2001. – 472 с.

Парогазовая установка с дополнительным контуром на фреоне R-134a

Мин Е.Г., Елистратов С.Л.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г.Новосибирск

E-mail: monkcrazynet@mail.ru

В настоящее время парогазовые установки являются высокоэффективным энергетическим оборудованием, их КПД по выработке электроэнергии достигает порядка 60% [1]. Рассматривается ПГУ на базе блока Тюменской ТЭЦ-1 установленной электрической мощностью 206 МВт и тепловой 251,7 Гкал/ч, созданная в рамках технического перевооружения традиционной паротурбинной установки. Основное оборудование блока состоит из модернизированного энергетического котла для работы в составе ПГУ Е-500-13,8-560 ГН производства ОАО ТКЗ «Красный котельщик»; паровой теплофикационной турбины Т-130/160-12,8 производства ОАО «Силовые машины»; газовой турбины V64.3 Siemens, в качестве основного топлива используется природный газ [2].

Техническое перевооружение ПГУ заключается в следующем: производится установка ГТУ, её уходящие газы используются в качестве части подогретого окислителя для работы энергетического котла, это позволяет удалить из газохода котла воздухоподогреватель, а на его место установить турбинные экономайзеры, частично вытесняющие регенеративные отборы пара из турбины, что в конечном итоге приводит к снижению коэффициента недовыработки, а следовательно к повышению электрической мощности блока без увеличения расхода топлива. Температура питательной воды при этом понижается с 230°C до 168°C , а температура уходящих газов до 115°C .

Рассматривается возможность дальнейшего использования теплоты уходящих газов на выходе из энергетического котла: при известном расходе топлива на котел $13,63 \text{ м}^3 / \text{с}$, теоретическом объеме продуктов сгорания $10,8 \text{ м}^3 / \text{м}^3$, теплоемкости дымовых газов $1,002 \text{ кДж} / (\text{м}^3 \cdot \text{К})$ имеем 57222 кВт тепловой мощности. С учетом температуры точки росы дымовых газов при работе котла на природном газе 58°C [3] тепловая мощность уходящих газов составит 8406 кВт .

Эту мощность можно использовать в дополнительном контуре по выработке электроэнергии, где рабочим телом является фреон R-134a. Данный фреон выбран по причине его пожаробезопасности, нетоксичности и озонобезопасности. Выработку электроэнергии предполагается осуществлять двумя турбогенераторами с турбинами УЭФ-90/0,5 мощностью 750