

УДК 621.18

## **РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ С ПЕРЕВОДОМ НА СЖИГАНИЕ МЕСТНОГО НИЗКОСОРТНОГО ТВЕРДОГО ТОПЛИВА**

*Штым К.А.*

*Дальневосточный федеральный университет, Владивосток*

Проблема эффективного сжигания твердого топлива актуальна не только для большой энергетики, но и для малой, в части ЖКХ. В топливном балансе коммунальной энергетики Приморского края более 30% занимает жидкое топливо. В 2010 году администрацией Приморского края принята программа «Энергоресурсосбережение и модернизация объектов коммунальной инфраструктуры Приморского края на 2010-2014 годы», в которой предусматривается перевод котлов с мазута на сжигание местных углей. Это дает возможность, с одной стороны, снизить затраты энергоресурсов и достичь значительной экономии, с другой – модернизировать объекты теплоснабжения. В связи с переводом на газ ВТЭЦ-2, работавшей на местных бурых углях, так же решается задача по сохранению угольной отрасли края.

На основе данных КГУП «Примтеплоэнерго», основной теплоснабжающей организации в ЖКХ края, на декабрь 2011 г. были проанализированы 27 тепловых районов Приморского края. На территории этих районов эксплуатируются 454 отопительных и промышленных котельных. На котельных установлено 1366 котельных агрегатов, из которых наибольшее количество составляют водогрейные единичной тепловой мощностью менее 4 МВт – 1100 (80,5 %). Паровых котлов работает 207 шт. (15 %), а водогрейных единичной тепловой мощностью более 4 МВт – 59 шт. (4,5 %). Количество котельных с установленной мощностью более 10 МВт – 71 (15,6 %). Суммарная установленная мощность водогрейных котлов составляет 1712 Гкал/ч, паровых котлов – 2335 т пара/ч, суммарная присоединенная тепловая нагрузка – 1318 Гкал/ч. На сегодняшний день из общего числа котельных: 311 эксплуатируются на угле, что составляет 68,5 %, 104 (22,9 %) – на мазуте, на оставшиеся 8,6% приходятся котельные на дизельном и древесном топливах, а также комбинированно сжигающие мазут и уголь.

Большая часть котельных агрегатов была установлена в период 70–90 гг., поэтому отдельные котлы и вспомогательное оборудование эксплуатируется более 25 лет. Часть их в 2000 гг. уже была реконструирована или заменена в процессе капитального ремонта, но величины КПД не удовлетворяют нормативным значениям. Эксплуатационные значения КПД даже крупных угольных котлов типа КЕ–25, КВТС–20, составляет 60–78 %, при проектном значении 80–84 %. Фактический КПД котлов меньшей мощности находится на уровне 50–60 %. В котлах, сжигающих жидкое топливо, КПД составляет 70–80 %, при проектном значении 82–89 %.

Основной составляющей в показателях себестоимости отпускаемой теплоты является топливная которая достигает 60–70 %. Стоимость самого топлива в основном определяется затратами на его транспортировку. Привозной мазут М–100 и ТКМ–16 с калорийностью 9300–9700 ккал/кг обходится котельным от 14–

18 тыс. рублей за тонну. Мазут ТКМ-16 по сравнению с мазутом марки М-100, характеризуется повышенной сернистостью, зольностью, высокой температурой вспышки, высокой долей углеводородов тяжелых фракций. В результате, при сжигании мазута ТКМ-16 в традиционных горелочных устройствах, отмечается ухудшение смесеобразования и затягивание воспламенения топлива, рост сажеобразования, снижается КПД котлов на 7 – 10%.

Себестоимость тепловой энергии от котельных на угле и мазуте существенно отличаются и составляет 1900–2300 руб./Гкал и 3500–4700 руб./Гкал соответственно. Стоимость привозного угля с калорийностью 5500 ккал/кг 3000 рублей (табл.1), в то время как стоимость местного угля с калорийностью 2400–2900 ккал/кг составляет 800–1300 рублей (табл.2). Приведенные цифры – это стоимость топлива при его транспортировке ж/д транспортом. Однако котельные северно–восточных и восточных районов края, которые отдалены от железнодорожных магистралей и угольных разрезов края вынуждены нести затраты на транспортировку топлива автотранспортом, поэтому стоимость местного угля для этих котельных может возрасти до 2500-3000 рублей. Оптимальным вариантом может быть привоз сахалинского угля водным транспортом, затраты на транспортировку будут примерно такие же, как и автотранспортом, однако калорийность сахалинского угля выше чем у местного и составляет – 3950 ккал/кг.

Таблица 1. Характеристика каменного привозного угля марки Д.

Параметры	обозначение	значение
Общая влага угля, средн. %	$W_t$	12,5
Зольность угля, средн. %	$A$	12,3
Выход летучих веществ, %	$V$	30,5
Низшая теплота сгорания угля, ккал/кг	$Q_n$	5500
Общая сера угля, %	$S_t$	0,53
Углерод, %	$C_t$	59,0
Водород, %	$H$	3,93
Азот, %	$N$	1,64
Кислород, %	$O_d$	8,71

Таблица 2. Характеристика бурого местного угля 1БР.

Параметры	обозначение	значение
Влага общая, %	$W_t$	41,5
Зольность, %	$A$	22,9
Выход летучих веществ, %	$V$	58,4
Низшая теплота сгорания, МДж/кг	$Q_n$	10,5
То же, ккал/кг	$Q_n$	2506
Общая сера, %	$S_t$	0,34
Углерод, %	$C_t$	66,8
Водород, %	$H$	6,1
Азот, %	$N$	0,9
Кислород, %	$O_d$	25,8

Высокие топливные затраты мазутных котельных определяют актуальность проблемы. Одним из реальных ее решений является переход на более дешевые местные угли и повышение эффективности работы теплоисточников, то есть оптимизация работы существующего оборудования или его замена на новое. При этом переход в «малой» теплоэнергетике с мазута на уголь не должен означать возвращения к традиционным технологиям сжигания угля.

В рамках первого этапа по реализации этой программы Центром «Модернизации котельной техники» Инженерной школы ДВФУ, выполнено проектирование котельных мощностью от 0,6 до 60 МВт в блочно-модульном исполнении из легко-сборных конструкций. Основное

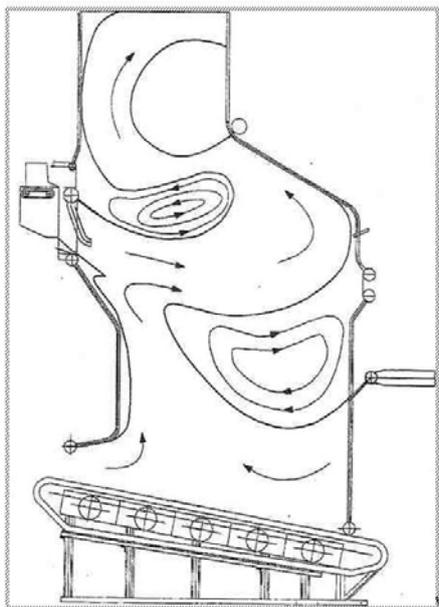


Рис. 1. Схема движения газов в КС-НТВ топке.

оборудование котельных - паровые и водогрейные котлы со слоевыми топками различной конструкции. Топливоподача и золошлакоудаление механизированное, с использованием ленточных конвейеров и скребковых транспортеров. Так как местные угли имеют низкую калорийность и высокую влажность, поэтому достижение высоких технико-экономических показателей на небольших котлах затруднительно. Общепринятые решения для сжигания таких углей – решетка обратного хода, но она требует постоянного контроля позонного дутья в зависимости от влажности топлива, что не всегда выполняется персоналом и КПД котлов фактически не превышает 72%.

Использование на котлах технологии высокотемпературного кипящего слоя (Рис.1), решает проблему устойчивого горения топлива в топке котла. При оптимальной крупности кусков топлива КПД брутто таких установок достигает 87%. В то же время наличие

мелких фракций приводит к значительной потере топлива с уносом, который отчасти уменьшается за счет аэродинамических выступов, систем острого дутья и возврата уноса. Опыт эксплуатации показывает, что система возврата уноса перестает работать через 1-2 мес. и КПД котла снижается на 15-20%. В таблице 3 приведены данные испытаний парового котла КЕ-10-14, оснащенного системой сжигания твердого топлива в высокотемпературном кипящем слое на наклонной зауженной решетке. Испытания проводились на смеси углей (Павловский БПК, Ирша-Бородинский Б2Р и Большесырский ЗБР). Примерная пропорция: 4:1:1. Калорийность бурого угля была принята с калорийностью  $Q=3355$  ккал/кг, влажностью  $W^p=37,6\%$ , зольностью  $A^p=6,3\%$ .

Высокую эффективность при реконструкции показали котлы с низкотемпературным кипящим слоем, особенно при развитой по высоте топке, как пример можно привести котлы ТС-35 и КЕ-25 (Рис.2). КПД брутто таких котлов находится в диапазоне от 83% до 87%. Наличие в топке большого количества нагретого инертного материала позволяет снизить эффект от влияния влажности, а достаточно большое расстояние до выхода из топки снижает вынос несгоревших

частиц топлива. Топки НТКС требуют повышенного внимания квалифицированного персонала, способного контролировать и регулировать аэродинамическое сопротивление и температуру слоя при переходных режимах, так как спекание слоя приводит к длительной остановке котла.

Таблица 3. Данные испытаний парового котла КЕ-10-14.

Режимные параметры	Обозначение	Размерность	Режимы				
			30	50	70	90	100
Нагрузка котлоагрегата	$D_o$	%	30	50	70	90	100
Теплопроизводительность	$Q_o$	Гкал/ч	1,6	2,8	3,9	5,0	5,6
Паропроизводительность	$D_o$	т/ч	3,0	5,0	7,0	9,0	10,0
УП ПМЗ	w		0,9	3,6	8,9	17,2	22,7
Температура ух. газов	$t_{ух.г.}$	$^{\circ}C$	99	103	107	110	112
Избыток воздуха в уходящих газах	$A_{ух}$	-	3,34	2,91	2,47	2,03	1,81
Потеря с физическим теплом уходящих газов	$q_2$	%	16,1	11,3	9,0	7,5	7,0
Потери тепла от мех. недожога	$q_4$	%	3,22	3,46	3,63	3,75	3,81
КПД брутто котла	КПД	%	73,9	78,8	82,1	84,6	85,7
Расход топлива при калорийности $Q=3355$ ккал/кг	$B_p$	кг/ч	186	702	1218	1734	1992
Удельный расход условного топлива	$b_{усл.}$	кг/Гкал	193	181	174	168	166
Удельный расход электроэнергии на тягу и дутье	$\mathcal{E}_{уд}$	кВт*ч/Гкал	25,4	18,9	15,5	13,4	12,7

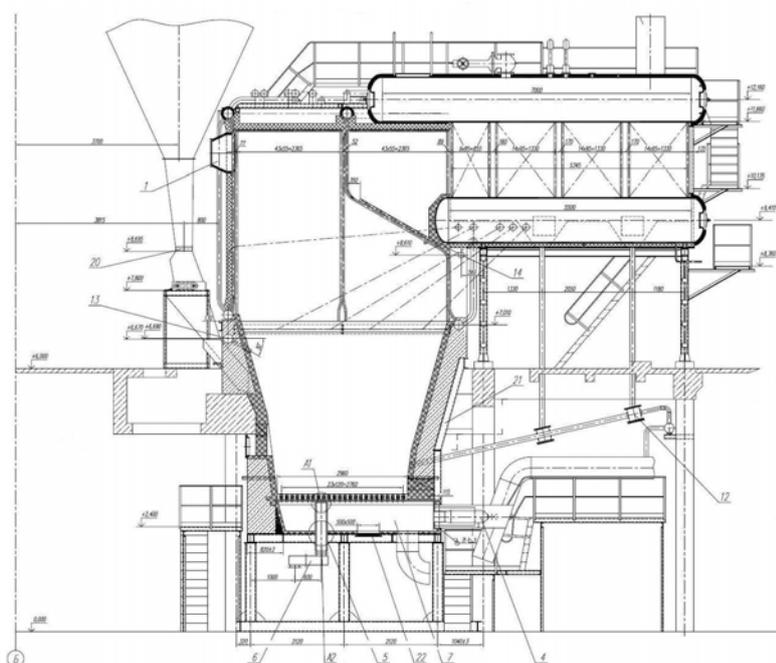


Рис. 2. Эскиз котла КЕ-25 с топкой НТКС.

При разработке проекта перевода котельных с мазута на уголь оказалась наиболее рациональной схема комбинирования двух методов сжигания топлива, слоевой на подвижной решетке обратного хода и кипящий низкотемпературный. При существующем уровне эксплуатации и оснащенности, только так можно решить две основные задачи: надежность и экономичность.

Очень остро стоит проблема крупных теплоисточников на жидком топливе находящихся в чер-

те города в стесненных территориальных условиях и с развитой инфраструктурой тепловых сетей. В данном случае необходимо рассматривать вынос части технологического процесса переработки угля за пределы санитарной зоны. КНР имеет богатый опыт по газификации угля и схемным решениям по замещению жидкого топлива на генераторный газ. Протяженность газопроводов до 15 км позволяет рассматривать газификацию таких котельных генераторным газом от удаленных объектов газогенерации. Затраты на строительство газогенераторов с очисткой и охлаждением газа и газопроводов к котельным затратное мероприятие, но есть неоспоримые достоинства: дешевое местное топливо; сохранение инфраструктуры котельных и сетей; вынос переработки угля за территорию населенного пункта. Предлагаемый к внедрению двухзонный газогенератор сформирован из карбонизатора и испарителя. Уголь попадает из бункера в топку через две группы подающих клапанов. В карбонизаторном отделе полностью высушивается и продолжительное время карбонизируется при низкой температуре, постепенно преобразуясь в полукокс, откуда попадает в отдел испарителя, где полукокс при  $t = 600-1000^{\circ} \text{C}$  реагирует с подаваемым с низа топки паровоздушной смесью. Пройдя через окислительную и восстановительную зоны внутри топки, полукокс преобразовывается в золу, и автоматически удаляется запускающейся топочной решеткой через зольный поддон. Во время низкотемпературной карбонизации выделяется генераторный газ. Формирующийся в верхней части двухзонной топке газ занимающий около 40% от общего количества газа имеет калорийность ( $1600 \text{ ккал/Нм}^3$ ) и температуру около 120 градусов с большим количеством смолы. Этот вид смолы продукт низкотемпературной карбонизации, имеет хорошую текучесть, можно использовать в электростатическом пылеуловителе в качестве химического сырья и топлива. В газификационном отделе горячий полукокс и испарительный реагент посредством регенерации, окисления и прочих химических реакций преобразуется в газ, называемый угольный газ. Образовавшийся в нижнем отделе двухзонной топки газ составляет 60% от общего кол-ва, имеет калорийность ( $1200 \text{ ккал/Нм}^3$ ) и температуру около 450 градусов. Так как уголь карбонизировался в карбонизирующем отделе при низкой температуре достаточное время, то поступая в газификационный отдел уже преобразовался в полукокс, поэтому образовавшийся угольный газ не содержит смолы, и в силу его близости с топочной решеткой и пыльным слоем содержит некоторое количество летающей золы. Нижнюю часть угольного газа можно только пропустить через циклон и охладитель.

Технологическая схема получения генераторного газа представлена на рис.3 Уголь подается в бункер ленточным транспортером, откуда забрасывается в топку газогенератора, там уголь карбонизируется, после чего в полузакоксованном виде каменный уголь вступает в реакцию с паровоздушной смесью в газификационном отделе. Полученный газ разделяется на две части, одна часть удаляется из двухзонной топки через нижний газовый выход отдела и циклон, а другая часть подается в центральный газопровод, где смешивается с карбонизированным угольным газом и выходит через верхний газовый выход отдела. Газ из нижнего отдела в циклоне очищается от пыли и охлаждается, после чего попадает в охладитель, где продолжает падать температура газа и удаляться пыль. После этого газ попадает в камеру охлаждения для дальнейшего охлаждения. Газ

из верхнего выхода попадает в смолоуловитель, для удаления смолы и потом сразу попадает в камеру охлаждения, где смешивается с газом из нижнего отдела. После смешивания и охлаждения газ попадает в газойлеуловитель, где улавливается газойль.

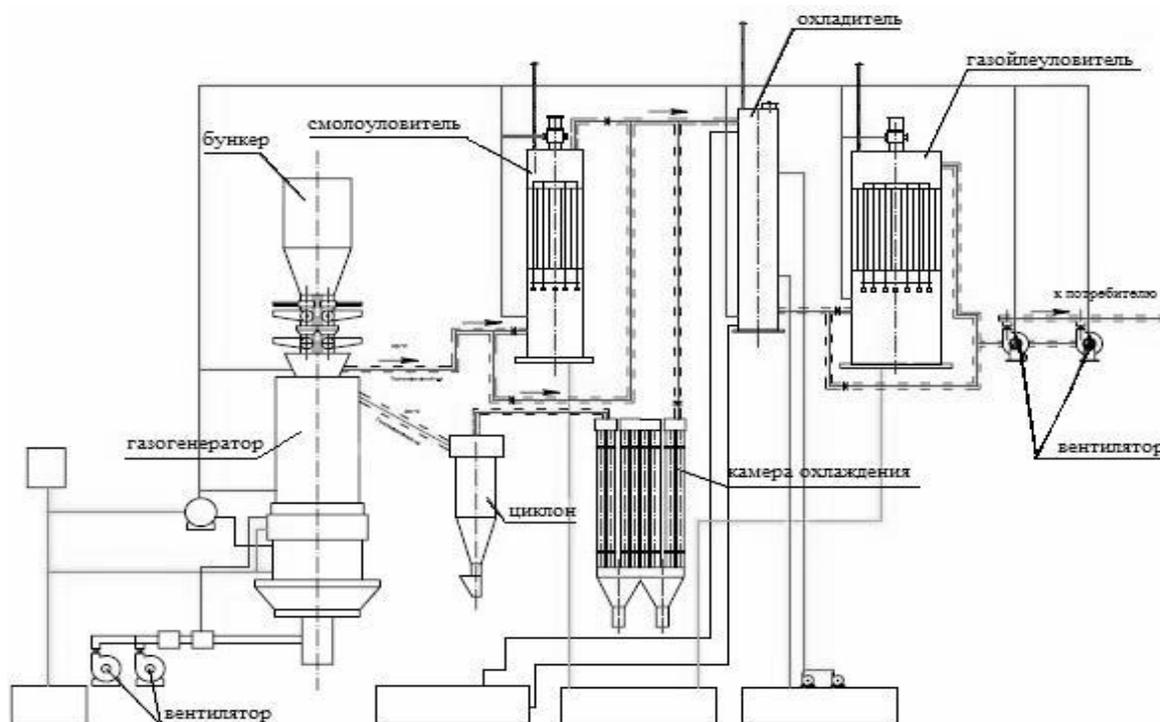


Рис. 3. Технологическая схема получения генераторного газа.

По укрупненным расчетам затраты на реконструкцию теплоисточников промышленных предприятий с использованием газогенерации в зависимости от мощности составят 80 млн.руб для котельной в 20Гкал и 420 млн.руб. для котельной 100 Гкал, срок окупаемости при этом составит от 2,5 до 6 лет. Так же определено, что реконструкция котельных мощностью менее 20 Гкал нецелесообразна, в связи с большим сроком окупаемости. В связи с отношением производства генераторного газа к химическим производствам II группы, необходима санитарно-защитная зона в 500м, на данный момент практически не существует котельных обладающей СЗЗ такого размера, поэтому необходимо выносить станции по производству генераторного газа на отдельные территории и использовать магистральные газопроводы генераторного газа для доставки к имеющимся теплоисточникам.

Рассматривая эти два направления реконструкции теплоисточников со сроками окупаемости в 2,5-5 лет можно сделать заключение о возможности приведения топливного баланса Приморского края в соответствие с имеющимися возможностями топливной базы и технологическими принципами, и создать эффективную и независимую от внешних факторов коммунальную энергетику. Опыт работы Центра «МКТ» с предприятиями Сахалинской области, Хабаровского края, Якутии, Камчатки и Приморского края – показал, что данная задача актуальна для всего Дальнего Востока и необходим системный подход для ее решения.