

Министерство транспорта Российской Федерации  
Федеральное агентство железнодорожного транспорта  
ГОУ ВПО «Дальневосточный государственный  
университет путей сообщения»

Кафедра «Тепловозы и тепловые двигатели»

В.М. Баранов    В.В. Литвинчук

## **ОСНОВЫ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

Рекомендовано Дальневосточным региональным  
учебно-методическим центром для студентов  
специальности 150700 «Локомотивы» вузов региона

Хабаровск  
Издательство ДВГУПС  
2005

УДК 662.987+66.045.2(075.8)

ББК 3 35я73

Б 241

Рецензенты:

Кафедра «Двигатели внутреннего сгорания»  
Хабаровского государственного технического университета  
(заведующий кафедрой доктор технических наук,  
профессор *В.А. Лашко*)

Начальник топливно-теплотехнического отдела Дальневосточной  
железной дороги – филиала ОАО «РЖД»  
*И.И. Онучин*

**Баранов, В.М.**

**Б 241** Основы теплоиспользования: Учеб. пособие / В.М. Баранов,  
В.В. Литвинчук. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2005. – 82 с.: ил.

Учебное пособие соответствует государственному образовательному стандарту высшего профессионального образования направления подготовки дипломированных специалистов 657600 «Подвижной состав железных дорог» специальности 150700 «Локомотивы».

Рассмотрены месторождения, происхождение, виды, состав, требования качества и реакции сгорания топлив, снижение сил трения маслами и смазками, примеси технической воды, ее подготовка для дизелей и котлов, теплоиспользование локомотивами, котельными установками, предприятиями транспорта, промышленности, ЖКХ.

Предназначено для студентов третьего курса дневной и четвертого курса заочной форм обучения специальности 150700 «Локомотивы», изучающих дисциплину «Физические основы теплоиспользования железных дорог».

УДК 662.987+66.045.2(075.8)

ББК 3 35я73

## ВВЕДЕНИЕ

«Энергетическая стратегия России до 2020 года» предполагает увеличить с 1995 до 2010 г. добычу газа на 12 %, нефти на 10 %, угля на 28 %, а в период с 1995 до 2020 г. – газа на 27 %, нефти на 12 %, угля на 60 %. Планируется увеличить выработку электроэнергии от 870 до 1125 млрд кВт·ч к 2010 г. и до 1585 млрд кВт·ч к 2020 г.

Энергоемкость экономики России в три раза выше мировой. Это вызвано не только техническим и технологическим уровнем производства, а прежде всего нерациональным использованием до двух третей всех топливных ресурсов. Поэтому ставится задача выполнить план выработки электроэнергии путем замены конденсационных электростанций на парогазовые установки, увеличивающие КПД станций от 32–34 до 52–54 %. Новые станции позволят повысить коэффициент использования оборудования от 0,45 до 0,7. Станет возможной выработка к 2020 г. 1450 млрд кВт·ч электроэнергии (от плана 1585 млрд кВт·ч).

Крупным потребителем топлива являются системы отопления предприятий, учреждений и ЖКХ. Тепло для отопления зданий они получают: от электростанций (36 %), от отопительных котельных (46 %) и других источников (18 %). При этом реальный КПД старых угольных котельных, часть которых была переведена на газ, не выше 60 %. Поэтому котельные на газе предполагается заменить на газотурбинные установки (ГТУ). Они до 30 % теплоты превратят в электроэнергию, до 55 % отдадут в системы отопления, а ее потери не превысят 15 % против более чем 30 % потерь в современных котельных. КПД угольных и мазутных котельных можно увеличить путем совершенствования их тепловых и технологических процессов. КПД котельных, сжигающих мелкие фракции угля на колосниковых решетках, может быть эффективно повышен их переводом на топки с кипящим угольным слоем.

Вместе с ростом технического уровня при производстве электрической энергии и теплоты для систем отопления ставится задача жесткой экономии электроэнергии и тепловых ресурсов. Необходимо до 2010 г. обеспечить экономию 283–370 млрд кВт·ч электроэнергии, 340–425 млн Гкал (1 Гкал = 4,19 ГДж) тепловой энергии, 68–92 млрд м<sup>3</sup> природного газа, 52–64 млн т нефтепродуктов и 52–65 млн т угля.

Для выполнения поставленных задач следует усилить теплоэнергетическую подготовку инженерных кадров. Необходимо вести конкретную плановую работу по энергосбережению на всех предприятиях, во всех учреждениях промышленности, ЖКХ и транспорта.

# 1. ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ИХ ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОМ ТРАНСПОРТЕ

## 1.1. Виды энергии и топлива

В настоящее время имеется около двадцати научно обоснованных видов энергии: ядерная, химическая, тепловая, механическая, электрическая, упругостная, электростатическая, электромагнитная, магнитостатическая и др. В практике непосредственно применяется четыре вида энергии: тепловая (около 70–75 %), механическая (около 20–22 %), электрическая (около 3–5 %) и электромагнитная (менее 1 %).

Главным источником непосредственно используемых видов энергии пока является химическая энергия органических топлив. Топливо – это вещество, выделяющее в результате тех или иных преобразований тепловую энергию, которая применяется в технических целях. Известны две группы топлив, различающихся по принципу выделения энергии: ядерное, выделяющее энергию при делении ядер, и химическое, выделяющее энергию в результате окисления горючих элементов. Для того чтобы то или иное вещество могло быть топливом, необходимо иметь его значительные запасы, оно должно сгорать с высоким коэффициентом полезного действия и не выделять продуктов сгорания, вредных для людей, животных и растений.

В настоящее время в мире преимущественно используется органическое топливо, являющееся источником около 70 % всей вырабатываемой энергии.

По агрегатному состоянию все топлива делятся на твердые, жидкие и газообразные, а по способу получения или добычи – на природные (естественные) и производные (искусственные).

К твердому топливу относятся: природное – древесина, торф, бурый и каменный уголь, полуантрацит, антрацит, сланцы, битуминозные пески; производное – древесный уголь, торфяной и угольный полукоксы, кокс, термоантрацит, торфяные и угольные брикеты, промышленные и коммунальные отходы.

К жидкому топливу относятся: природное – нефть и газовый конденсат; производное – бензин, лигроин, керосин, газойль, соляр, дизельное топливо, мазут и печное бытовое топливо.

К газообразному топливу относятся: природное – природный газ, попутные газы нефтяных месторождений и шахтный газ; производное – нефтешлаковой, полукоксовый, коксовый сжиженный, генераторный и доменный газы, а также газ подземной газификации углей.

Все виды природных топлив, кроме древесины, представляют собой горючие ископаемые. Производное топливо получают путем переработки природного. Методы переработки разнообразны и зависят от характеристики и назначения конечного продукта, но в основе их лежат физико-

химические воздействия на исходный продукт: дробление, помол, нагрев, перегонка и др.

В зависимости от целей использования топливо делится на энергетическое и технологическое. Энергетическое топливо предназначено для сжигания с целью получения тепловой, механической и электрической энергии, технологическое топливо – для ведения высокотемпературных технологических процессов (нагрев, обжиг, плавление, сушка и др.) и химической переработки для получения искусственного топлива и технических продуктов.

## **1.2. Энергоресурсы и их использование**

Общие запасы энергии, на которые может рассчитывать человечество, оцениваются ресурсами. Ресурсы подразделяют на две группы – невозобновляющиеся и возобновляющиеся. К первой группе относятся запасы органического топлива (уголь, нефть, природный газ, горючие сланцы, торф) и ядерная энергия деления (радиоактивные материалы). Ко второй группе – древесина, гидроэнергия, энергия ветра, солнца, геотермальная энергия и др.

Запасы энергоресурсов на Земле огромны. Но их использование не всегда возможно или связано с большими затратами на разработку, транспортировку, охрану труда и окружающей среды. Несмотря на запасы возобновляющихся ресурсов, доля их в современном производстве очень мала.

Из возобновляемых источников энергии наибольшее развитие получила гидроэнергетика – до 9 % общей выработки электроэнергии. Пока технически возможный гидроэнергетический потенциал используется в мировой практике примерно на 10 % из общего мирового потенциала в 7 млрд т у. т. (тонн условного топлива) в год. Общий вклад в современное энергопроизводство таких источников энергии, как солнечная, ветровая, приливная, ничтожно мал и не превышает 0,1 %. Достаточно перспективно использование энергии биомассы, в том числе древесины. По разным оценкам, в год на Земле в энергетических целях сжигается дров до 1,5 млрд т у. т. При этом общий энергетический потенциал биомассы оценивается в 5,5 млрд т у. т. По прогнозу к 2020 г. возобновляемые источники энергии заменят около 2,5 млрд т топлива и их доля в производстве электроэнергии и теплоты составит 8 %.

Таким образом, основным источником энергии в настоящее время являются невозобновляемые топливно-энергетические ресурсы, в первую очередь ископаемое органическое топливо. Запасы топливно-энергетических ресурсов складываются из угля, нефти, газа и др. При этом химическая энергия органического топлива, являясь главным источником непосредственно используемых видов энергии, составляет менее 1 % всех запасов энергии на Земле.

По оценке Мировой энергетической конференции (МИРЭК), разведанные извлекаемые запасы угля, нефти и природного газа составляют 1070 млрд т у. т. (64 % – уголь и 36 % – нефть и газ), а геологические ресурсы (за вычетом разведанных запасов) – 11840 млрд т у. т. (уголь – 85 %, нефть и газ – 15 %).

В настоящее время мировое потребление невозобновляемых энерго-ресурсов, по оценкам специалистов, составляет 12–15 млрд т у. т. в год. Из них более 50 % – нефть и газ. Ежегодно в мире добывается более 4,2 млрд т угля, более 3 млрд т нефти, около 1,7 трлн м<sup>3</sup> газа. Большая часть извлекаемых запасов органического топлива сосредоточена в странах Северной Америки (40 %) и Азии (35 %), меньше запасов в Западной Европе (12 %), Африке (7 %), Южной Америке (3 %) и Океании (3 %).

На территории России прогнозируемые запасы угля оцениваются в 6 трлн т (примерно 50 % мировых запасов), а ресурсы коксующихся углей – 9 % (в мире 10 %). Добывается в год более 700 млн т угля, из них 40 % – открытым способом. Основные угольные бассейны России – Кузнецкий, Канско-Ачинский и Печорский. Запасы угля, которые могут добываться открытым способом (более 200 млрд т), сосредоточены главным образом на востоке страны.

По запасам нефти (примерно 20 млрд т) Россия занимает второе место в мире после Саудовской Аравии. По разным оценкам, ежегодная добыча нефти в России составляет 540–590 млн т. Основными нефтяными базами являются Западно-Сибирская, Волго-Уральская, а также перспективные Баренцево-Печорская, о. Сахалин и район Прикаспия с большими ресурсами на морском шельфе.

В России находится более 40 % мировых запасов природного газа (более 160 трлн м<sup>3</sup>), при этом в год добывается примерно 520–540 млрд м<sup>3</sup> газа. Наиболее крупные месторождения газа – в Уренгое и Заполярье. Перспективными для добычи газа считаются районы европейского Севера, в том числе район шельфовой зоны Баренцева моря.

Технически возможный энергетический потенциал России оценивается специалистами в следующих объемах: невозобновляющиеся ресурсы – 2330 млрд т у. т. и возобновляющиеся – 1,4 млрд т у. т. Из производимых энергоресурсов более 30 % всего объема составляет экспорт.

Проблемы энергосбережения тесно связаны с теми сферами человеческой деятельности, в которых расходуются энергоресурсы. В настоящее время энергопотребление по основным сферам хозяйствования в России распределено следующим образом, %: промышленность – 42; транспорт – 13,5; сельское хозяйство – 12,5; коммунальное хозяйство – 32. Необходимо отметить, что доля нефти в энергопотреблении снижается, а доля газа увеличивается. Если в 1975 г. в энергетическом балансе страны доля нефти составляла 43 %, а доля природного газа 21 %, то в 1990 г. доля нефти снизилась до 36 %, а доля природного газа увеличилась до 39 %.

При этом главным потребителем газа является промышленность (80 %), а на транспорт, сельское и коммунальное хозяйство приходится соответственно, 1,5, 6,5 и 12 %. Значительную часть природного газа в России (более 30 % всего газа) потребляют электростанции.

По данным за 2002 г., в России произведено 891,3 млрд кВт·ч электроэнергии, из них: атомными электростанциями – 15,4 %, гидроэлектростанциями – 19,7 % и тепловыми – 64,9 %. Основные сферы использования электроэнергии в стране распределяются: промышленность – 58,6 %, транспорт – 7,2 %, сельское хозяйство – 5,2 %, бытовое обслуживание – 13,5 %, потери составляют 15,5 %.

В мире имеется диспропорция между потреблением энергии и ее ресурсами. В то время как примерно 60 % потребления покрывается за счет нефти и природного газа, 30 % – за счет угля и 10 % – за счет гидроэнергии и прочих источников, около 90 % мировых ресурсов минерального топлива составляет уголь.

### **1.3. Объекты и источники теплоснабжения железнодорожного транспорта**

На предприятиях железнодорожного транспорта теплота используется в трех направлениях: энергетическом, производственно-технологическом и коммунально-бытовом. В первом из них теплота, получаемая при сжигании топлива в топках паровых котлов или непосредственно в камерах двигателей внутреннего сгорания, превращается в механическую энергию, которая затем чаще всего преобразуется в электрическую (например, в тепловозах с электрической передачей мощности).

Железнодорожный транспорт является крупным потребителем дизельного топлива (второе место после автомобильного транспорта) и электроэнергии. На долю железнодорожного транспорта приходится более 16 % дизельного топлива и 7 % электроэнергии от производства в стране. Причем из года в год растет потребление топлива на нетяговые нужды. Необходимая для электрической тяги и технологических нужд предприятий электроэнергия поступает от мощных государственных электростанций. Поэтому основные энергетические потребители теплоты на железнодорожном транспорте – дизель-генераторные установки тепловозов, дизель-поезда, маломощные передвижные дизельные электростанции, двигатели строительно-дорожных машин и др.

Для бесперебойного осуществления перевозок на железнодорожном транспорте имеются специальные предприятия для экипировки, очистки и ремонта подвижного состава, локомотивные и вагонные депо, технические и промывочно-пропарочные станции, заводы по ремонту подвижного состава и изготовлению запасных частей и др. Все они потребляют теплоту на производственно-технологические и коммунально-бытовые нужды.

Для производственно-технологических нужд теплота используется в двух видах: как теплота, заключенная в водяном паре или нагретой воде, и как непосредственно используемая теплота сгорания топлива.

Заключенная в паре или нагретой воде теплота применяется для следующих целей: обмывки ремонтируемых деталей, наружной обмывки подвижного состава, подогрева смазочных материалов при хранении и раздаче, сушки после пропитки обмоток электромашин и электроаппаратов, подогрева нефтепродуктов при сливе из цистерн, приготовления воды для систем охлаждения дизелей тепловозов, а также дистиллированной воды для аккумуляторных батарей, обогрева в холодное время тепловозов при постановке их на смотровые канавы и находящихся в горячем резерве, внутренней обмывки и дезинфекции пассажирских вагонов, промывки и пропарки цистерн, сушки лесоматериалов и др. Для этих целей в основном требуется вода с температурой 45–90 °С. В некоторых технологических процессах используется воздух с температурой 160–180 °С (сушка после пропитки обмоток) или непосредственно пар (подогрев нефтепродуктов при сливе, пропарке цистерн и т. д.).

В ряде производственно-технологических процессов, требующих температуры 600–800 °С и выше, используется теплота во время сгорания топлива. Потребителями такой теплоты являются нагревательные печи, горны, сушилки песка, печи стального и чугунного литья и др.

Для коммунально-бытовых нужд также применяется пар и нагретая вода. К коммунально-бытовым потребителям теплоты относятся, кроме установок отопления и вентиляции, такие потребители пара и нагретой воды, как душевые, бани, прачечные и т. д.

Около 40 % топлива, поступающего на предприятия железнодорожного транспорта, отпускается коммунально-бытовым потребителям, а остальное расходуется на технологические нужды, отопление производственных и служебных помещений различных служб. В локомотивных депо более 50 % теплоты из общего теплового баланса затрачивается на отопление и вентиляцию, около 5 % – на бытовые нужды, а остальная теплота (более 40 %) – на технологическое оборудование (моечные машины, выварочные ванны, подогрев нефтепродуктов и др.). При этом для электровозных депо характерно значительно меньшее потребление теплоты по сравнению с тепловозными. Средний расход теплоты в электровозных депо составляет 55–60 % ее расхода в тепловозных депо. Это обусловлено меньшим использованием теплоты на технологические нужды, которое в электровозных депо не превышает 40 % от расхода в тепловозных. В тепловозных депо большое количество теплоты затрачивается на очистку и обмывку узлов тепловозов. Также в тепловозных депо, имеющих жесткую воду, до 20 % теплоты расходуется на приготовление дистиллированной воды для системы охлаждения дизелей и заправки аккумуляторных батарей.

Соотношения расходов теплоты на отопление и снабжение технологических потребителей в различных депо зависят от климатических условий, ви-

да проводимого ремонта, типа ремонтируемого подвижного состава и т. д. При этом предприятиями локомотивного хозяйства расходуется более 30 % теплоты, вырабатываемой котельными железнодорожного транспорта.

Теплоснабжение предприятий железнодорожного транспорта в настоящее время в основном децентрализовано. Поэтому большая часть тепловой энергии для нужд теплопотребителей на этих предприятиях вырабатывается собственными котельными установками. При этом, как правило, первичным теплоносителем является насыщенный пар, а необходимая для производственно-технологических и коммунально-бытовых нужд вода нагревается этим паром в бойлерах.

Котельные установки предприятий железнодорожного транспорта представляют собой не только источники тепловой энергии, но и основные потребители поступающего на предприятия топлива. Так, на ремонтных заводах и заводах по производству запасных частей около 54 % всего поступающего топлива расходуется котельными установками этих предприятий, из этого топлива на нагревательные и плавильные печи ремонтных заводов потребляется 15–20 % топлива.

Теплопотребление депо в зависимости от приписного парка локомотивов или вагонов колеблется от 40 до 100 тыс. ГДж теплоты в год, а суммарная расчетная производительность котлов, устанавливаемых в котельных депо в количестве 2–3 единиц, не превышает в вагонных депо 12–15 т/ч (тонн пара в час) и в локомотивных депо – 30 т/ч. Суммарная номинальная паропроизводительность котельных ремонтных заводов железнодорожного транспорта колеблется от 15 до 30 т/ч. Для технологических нужд здесь применяется насыщенный пар, а для отопления и вентиляции – вода или пар.

В котельных предприятий железнодорожного транспорта наиболее распространены промышленные котлы ДКВр, ВВД, ВГД, Е-1/9. Также используются паровозные котлы. Котлы ДКВр – двухбарабанные вертикально-водотрубные с номинальной паропроизводительностью при работе на твердом топливе 2,5; 4; 6,5; 10; 20 т/ч, а при работе на газе и мазуте соответственно 4; 6; 10; 15; 25 т/ч насыщенного или перегретого пара давлением 1,3 и 2,3 МПа. Котлы ВВД – вертикальные водотрубные паропроизводительностью 2–6,5 т/ч. Котлы ВГД – вертикально-цилиндрические паропроизводительностью от 0,2 до 1 т/ч. Котлы Е-1/9 – вертикально-водотрубные или двухбарабанные водотрубные производительностью до 1 т/ч и давлением пара до 0,9 МПа. В 1977 г. котлы ДКВр как не соответствующие современному техническому уровню сняты с производства.

В новых котельных депо и взамен старых котлов устанавливаются современные котлы серии КЕ и ДЕ. Котлы КЕ работают на твердом топливе, а ДЕ – на газе или мазуте. Данные котлы имеют паропроизводительность от 2,5 до 25 т/ч с абсолютным давлением пара 1,4 МПа. При одинаковой компоновочной схеме с котлами ДКВр котлы серии КЕ имеют меньшие габаритные размеры.

Топки котлов КЕ паропроизводительностью 2,5 т/ч оборудованы решеткой с поворотными колосниками и забрасывателями топлива. Котлы большей паропроизводительности оснащены механическими топками с ленточной или чешуйчатой цепной решеткой обратного хода и пневмомеханическими забрасывателями топлива.

Котлы имеют условное обозначение. Например, котел паропроизводительностью 10 т/ч для производства насыщенного пара с абсолютным давлением 1,4 МПа и слоевой топкой для сжигания угля обозначается КЕ-10-1,4Р. Котел серии Е паропроизводительностью 16 т/ч для производства перегретого пара с абсолютным давлением 2,4 МПа и температурой 250 °С и сжиганием газа или мазута в топке под наддувом – ДЕ-16-2,4-250 ГМН. В табл. 1 приведены характеристики некоторых паровых котлов, применяемых на железнодорожном транспорте.

Таблица 1

Основные характеристики некоторых паровых котлов

Показатель	Марка котла				
	ДКВр-4	КЕ-4-14С	ДЕ-4-14 ГМ	Е 1/9	ВГД
Маркировка по стандарту	Е-4-14	Е-4-14Р	Е-4-14ГМ	Е1/9-1	ВГД-28/8М
Паропроизводительность, т/ч	4	4	4	1	0,7
Абсолютное давление насыщенного пара, МПа	1,4	1,4	1,4	0,9	0,8
Температура насыщенного пара, °С	194	194	194	174	169
Кпд котла	70–82	75–85	80–90	70	57
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> :					
радиационная	21,4	20,51	22,0	Суммарная 30	Суммарная 28
конвективная	116,9	94,03	48,5		
Водяной объем котла, м <sup>3</sup>	8,4	7,9	4,42	1,25	2,7
Габаритные размеры котла, м:					
длина	–	6,90	4,20	3,30	2,30
ширина	–	4,17	4,30	2,40	2,05
высота	–	5,03	5,05	2,70	5,35
Масса котла, т	–	11,35	7,96	5,29	3,07

*Примечание.* Кроме промышленных котлов КЕ и ДЕ выпускаются энергетические котлы большой паропроизводительности с высокими давлением и температурой перегретого пара для тепловых электростанций.

Для нагрева воды служат водогрейные котлы. Основными характеристиками этих котлов являются теплопроизводительность, МВт, температура нагретой воды и ее давление. В системах водяного отопления нашли широкое применение чугунные водогрейные котлы небольшой теплопроизводительности (до 1–1,5 МВт) с подогревом воды в них до 115 °С при давлении не более 0,3–0,4 МПа.

Железнодорожный транспорт – не только крупный потребитель топлива, но и перевозчик всех видов топлива, кроме местного (дрова, торф и др.). Он также является крупным потребителем моторных масел (второе место после автомобильного транспорта), а по использованию осевых масел занимает первое место среди всех видов транспорта.

По итогам 2003 г. железные дороги потребили 40,89 млрд кВт·ч электроэнергии, 3 млн т дизельного топлива, 4,5 млн т угля, до 1 млн т мазута, 170 тыс. т бензина, около 1 млн м<sup>3</sup> сжатого газа [14].

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите используемые виды энергии.
2. Что называют топливом?
3. По каким признакам классифицируют топливо?
4. Какое место по запасам и добыче топлива занимает Россия?
5. Назовите потребители тепловой энергии предприятий ж.-д. транспорта.
6. Назовите источники тепловой энергии предприятий ж.-д. транспорта.
7. Какую долю дизельного топлива и электроэнергии от производства в стране потребляет железнодорожный транспорт?

*Рекомендуемая литература:* [1, 4, 5].

## 2. ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО

### 2.1. Происхождение и добыча твердых топлив

К твердому топливу относятся угли, сланцы, торф.

В истории Земли были жаркие и влажные периоды, благоприятные для образования больших древесных и других растительных масс. Кроме того, в закрытых и открытых обмелевших водоемах образовалась масса отмирающих растительных и животных планктонов и других органических объектов. При деформации поверхности земли, смене воды и суши эти массы оказывались под слоями грунта, где проходил процесс их разложения и обуглероживания при повышенных давлении и температуре. Из древесно-растительных масс образовались угли гумолиты, а из планктонных отложений – сапропелевые угли. Основная масса добываемых углей – гумолиты. Сапропелевые массы с большой примесью глино-песчаных отложений

подвергались процессу битуминизации с образованием сланцев. Сланцы представляют собой глинопесчаную массу, пропитанную нефтеподобным веществом. Они отличаются высокой зольностью.

Растительные остатки заболоченных водоемов подвергаются в воде процессу разложения без доступа кислорода воздуха и образуют торфяную массу. Торф и сланцы имеют местное значение и в дальнейшем рассматриваться не будут.

Пласты угля залегают на разных глубинах: от нескольких до тысяч метров. Пласты, близкие к поверхности, разрабатывают открытым способом, а лежащие глубоко – шахтным методом. При открытой выработке пласта покрывающие его слои грунта снимаются экскаваторами и удаляются за пределы вскрываемой площади. Затем на поверхности угля устраивают железнодорожный путь. Грузят уголь в вагоны экскаваторами и отправляют поездами потребителю. Глубина открытой выработки зависит от толщины пласта и бывает более сотни метров.

К пластам глубоколежащего угля с поверхности земли устраивают вертикальную шахту с подъемником, необходимым для доставки людей, креплений, инструмента, машин и их узлов. В толще пласта выработывают коридоры (штреки, уклоны и др.), связанные со второй шахтой – вентиляционной. Отделяют уголь от пласта комбайнами, стругами, струями воды из мониторов, взрывом. Транспортируют уголь на горизонте добычи ленточными транспортерами, гидрожелобами, подземным подвижным составом. Подъем угля на поверхность осуществляют разными способами. Наиболее рациональные способы подъема – гидроэлеваторами и гидроуглесосами.

## 2.2. Состав углей

Угли состоят из твердых углеводородов (молекул, образованных углеродом  $C$  и водородом  $H$ ), минеральных примесей и влаги. Когда угли предназначены для сжигания, их состав задают как механическую смесь химических элементов и примесей. Такой состав называют элементарным составом угля и пишут как

$$C^p + H^p + S^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100 \%, \quad (1)$$

где  $C$ ,  $H$ ,  $S$ ,  $O$ ,  $N$  – содержание в угле в процентах по массе углерода, водорода, серы, кислорода, азота;  $A$  – содержание золы в процентах по массе;  $W$  – содержание влаги в процентах по массе;  $p$  – в рабочей массе угля, т. е. угле, находящемся на складе.

Ориентировочный состав рабочей массы углей:  $C^p = 50\text{--}90 \%$ ,  $H^p = 1\text{--}5 \%$ ,  $S^p = 0,3\text{--}8 \%$ ,  $O^p = 0,8\text{--}20 \%$ ,  $N^p = 0,5\text{--}1,5 \%$ ,  $A^p = 10\text{--}20 \%$ ,  $W^p = 5\text{--}40 \%$ .

Уголь, высушенный в лабораторном шкафу, не содержит влагу. Сухая масса угля записывается в виде уравнения

$$C^c + H^c + S^c + O^c + N^c + A^c = 100 \%. \quad (2)$$

Если порцию сухого угля размолоть и просеять через сито с числом отверстий 900 на один квадратный сантиметр, то получится тонкий угольный порошок. Он имеет влажность атмосферного воздуха и называется воздушно-сухим. Все лабораторные анализы проводят с этим порошком, поэтому его называют аналитической массой. Состав аналитической массы пишут в следующем виде:

$$C^a + H^a + S^a + O^a + N^a + A^a + W^a = 100 \%. \quad (3)$$

Различают также условно-горючую массу угля (без золы  $A$  и влаги  $W$ ). Ее состав пишут

$$C^e + H^e + S^e + O^e + N^e = 100 \%. \quad (4)$$

Горючая масса имеет сравнительно постоянный состав для угля данного месторождения, и ее приводят в справочниках. Там же указывают содержание золы в сухой массе данного угля  $A^c$  и содержание влаги в рабочей массе  $W^p$  этого угля. Фрагмент справочных данных приведен в табл. 2.

Таблица 2

#### Физико-химический состав углей

Район	Месторождение	Марка	Состав, в процентах по массе						
			$C^e$	$H^e$	$S^e$	$O^e$	$N^e$	$A^c$	$W^p$
Хабаровский край	Райчиха	Б	70,5	4,3	0,3	23,9	1,0	15	~37
	Ургал	Г	80,0	6,0	0,4	12,4	1,2	33	~5

Практические расчеты объема воздуха, необходимого для сгорания топлива, объема продуктов сгорания, теплоты сгорания топлива производятся по рабочей массе. Пересчет справочной горючей массы в рабочую массу проводят по следующим формулам:

$$A^p = A^c \frac{100 - W^p}{100};$$

$$C^p = C^e \frac{100 - A^p - W^p}{100};$$

$$H^P = H^2 \frac{100 - A^P - W^P}{100}; \quad (5)$$

$$S^P = S^2 \frac{100 - A^P - W^P}{100};$$

$$O^P = O^2 \frac{100 - A^P - W^P}{100};$$

$$N^P = N^2 \frac{100 - A^P - W^P}{100}.$$

Расчеты состава рабочей массы будут достовернее, если брать не справочное значение  $W^P$ , а определить его высушиванием в лаборатории пробы угля, взятой на складе.

В топливе горят три химических элемента:  $C$ ,  $H$  и  $S$ . Другие компоненты не горят и составляют балласт топлива. Основным источником теплоты является углерод. Он сгорает в  $CO_2$  и выделяет на килограмм 33900 кДж теплоты. Некоторая часть углерода сгорает в  $CO$  с выделением только 9930 кДж теплоты на килограмм углерода, сгоревшего в  $CO$ .

Водород сгорает в  $H_2O$  с выделением 1256000 кДж теплоты на один килограмм сгоревшего водорода, но масса водорода в углях мала.

Сера топлива состоит из серы органической  $S_o$ , входящей в состав углеводородов угля, пиритной, или колчеданной  $S_k$  (колчедан –  $FeS_2$ ), и сульфитной  $S_c$ , входящей в соли  $CaSO_4$ ,  $NaSO_4$ ,  $FeSO_4$  и др. Органическая и колчеданная сера горит, а сульфитная переходит в золу. Сгорает сера в  $SO_2$  и выделяет на килограмм всего 11000 кДж теплоты. Серы в топливе мало, и ее доля в общем тепловыделении топлива ничтожна, а вред от ее присутствия большой, так как  $SO_2$ , растворяясь в воде, образует сернистую кислоту:



Кислота вызывает коррозию металлических конструкций, поражает растительные и биологические объекты.

Зола топлива бывает тугоплавкой  $t_{пл} > 1425$  °С, легкоплавкой  $t_{пл} < 1200$  °С и среднеплавкой  $t_{пл} = 1200–1225$  °С. Легкоплавкая зола затрудняет сжигание угля в слое, образуя слипшуюся массу, ухудшающую подачу воздуха к горящему углю. Особенно нежелательна легкоплавкая зола при сжигании угольной пыли в энергетических котлах, где она уносится газами и налипает на поверхности нагрева, затрудняя теплообменные

процессы. Состоит зола в основном из кремнезема  $SiO_2$ , глинозема  $Al_2O_3$ , окислов железа  $FeO$ ,  $Fe_2O_3$  и др.

Влага снижает полезное тепловыделение топлива, так как забирает на испарение каждого килограмма влаги по 2260 кДж теплоты, которая уносится с парогазовой смесью в дымовую трубу.

На железнодорожном транспорте твердое топливо используется для сжигания в топках котлов систем отопления и индивидуальных отопительных печах. Твердое топливо сжигается также в топках котлов электростанций, обеспечивающих электроэнергией ремонтные предприятия транспорта, электротягу и социально-бытовые потребности. Твердое топливо – основной источник энергии для железнодорожного транспорта.

### 2.3. Виды и марки углей

Угли делятся на бурые, каменные и антрациты. Существуют нормативные признаки, по которым уголь относится к одному из трех указанных видов. Вместе с тем угли содержат разное количество углерода. В сухой массе бурых углей содержание углерода  $C^c \cong 55\%$ , в каменных  $C^c \cong 65\%$  и в антрацитах  $C^c \cong 75\%$ .

Бурые угли обозначают буквой Б. При этом по содержанию влаги различают угли: Б1 содержат более 40 %, Б2 – 30–40 %, Б3 – менее 30 %.

Антрациты обозначают буквой А.

Каменный уголь как вид обозначения не имеет. Обозначают его по маркам на базе выхода летучих веществ  $V^z$  (где  $z$  – из горючей массы). Для определения выхода летучих веществ нагревают лабораторную электропечь до 850 °С. Взвешивают прокаленный фарфоровый тигель, в который затем вносят около одного грамма аналитической массы угля. Прикрывают тигель крышкой и ставят его в печь на 7 мин. За это время из угля выделяется значительное количество газообразных соединений. Вынув и охладив тигель, его взвешивают и определяют расчетом выход летучих веществ из аналитической массы угля, %,

$$V^a = \frac{q_1 - q_2}{q_1} 100, \quad (7)$$

где  $q_1$  – масса угля в тигле до прокаливания;  $q_2$  – масса остатка (кокса) в тигле после прокаливания. Кокс содержит углерод и золу. Затем делают пересчет на горючую массу, %,

$$V^z = V^a \frac{100}{100 - A^a - W^a}. \quad (8)$$

Величина  $V^2$  показывает, сколько процентов горючей массы угля переходит в газообразное состояние при его прокаливании в лабораторной печи. При  $V^2 \geq 42\%$  каменный уголь относят к марке Д – длиннопламенный. При  $V^2 \geq 35\%$  – каменный уголь марки Г – газовый; при  $V^2 > 27\%$  – марки Ж – жирный; при  $V^2 > 18\%$  – марки К – коксовый; при  $V^2 = 9\text{--}17\%$  – марки Т – тощий. Некоторые марки каменных углей обозначают по свойству золы. Так, каменный уголь Нерюнгринского месторождения имеет марку СС – слабоспекающийся. Угли марок Д и Г горят плотным высоким пламенем, Ж и Г – меньшим пламенем, Т и СС – почти без пламени и мало пригодны для сжигания в слоевых топках паровых котлов.

Для сжигания в топках котлов электростанций уголь размалывают до состояния пыли, поэтому размеры кусков привезенного топлива значения не имеют. В слоевых топках промышленных котлов размеры кусков определяют полноту сгорания и интенсивность горения угля. Так, крупные куски покрываются слоем золы, изолирующей внутреннюю часть куска от кислорода воздуха, и она не сгорает. Мелкие фракции угля перекрывают воздушные каналы в слое, и уголь полностью не сгорает. В результате до 30 % несгоревшего угля оказывается в золовом отвале. Чтобы исключить эти потери, добытый уголь дробят, просеивают и выдают потребителю в виде марок с примерно одинаковым размером кусков.

Марки бурых углей:

БР – бурый рядовой (недробленый и непросеянный);

БК – бурый крупный (размер кусков 100–50 мм);

БО – бурый орех (50–25 мм);

БМ – бурый мелкий (25–13 мм);

БШ – бурый штыб (менее 13 мм + пыль).

Марки антрацитов:

АП – антрацит плита (плиты более 100 мм);

АК – антрацит крупный (100–50 мм);

АО – антрацит орех (50–25 мм);

АМ – антрацит мелкий (25–13 мм);

АС – антрацит семечко (13–6 мм);

АШ – антрацит штыб (менее 6 мм + пыль).

Для каменных углей обозначение марок такое же, как у бурого угля и антрацита. Например: ДК, ДО, ДМ, ДС, ДШ или ТК, ТО, ТМ, ТС, ТШ.

## 2.4. Теплота сгорания топлива

Теплотой сгорания называют количество теплоты, которое выделяет при сгорании один килограмм жидкого или твердого топлива или один нормальный кубический метр газа. Нормальным называют метр кубиче-

ский, взятый при нормальных физических условиях: атмосферном давлении 760 мм рт. ст. (101 323 Па) и 0 °С.

Теплоту сгорания угля определяют в лабораторных приборах-калориметрах путем сжигания известной по массе порции аналитической пробы. Выделенная теплота нагревает при этом  $M$  кг воды на  $\Delta t$  °С. Эта теплота называется высшей теплотой сгорания в калориметрической бомбе  $Q_{высш}^{\bar{}}$  = 4,19 М  $\Delta t$ . Внося ряд поправок в  $Q_{высш}^{\bar{}}$ , получают  $Q_{низш}^{\bar{}}$ , т. е. теплоту, выделенную собственно топливом. Пересчитывают  $Q_{низш}^{\bar{}}$  на килограмм аналитической массы и определяют низшую теплоту сгорания рабочей массы угля, кДж/кг,

$$Q_H^P = Q_{низш}^{\bar{}} - 25,1(9H^P + W^P), \quad (9)$$

где вычитаемое показывает теплоту, в реальных условиях забираемую на испарение влаги топлива и уносимую парами в атмосферу. Теплоту сгорания жидкого и газообразного топлива определяют в калориметрах другой конструкции.

Теплота сгорания твердого и жидкого топлива рассчитывается также по формуле Д.И. Менделеева, кДж/кг,

$$Q_H^P = 339,15C^P + 1256H^P - 108,86(O^P - S^P) - 25,1(9H^P + W^P), \quad (10)$$

где 33915 – теплота сгорания углерода, кДж/кг;  $C^P/100$  – количество углерода в килограмме угля, кг. Деление 33915 на 100 дает коэффициент 339,15, умноженный на  $C^P$  в процентах по массе.

Для сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>,

$$Q_H^P = 126,54 CO + 108 H_2 + 358,3 CH_4 + 633,78 C_2H_6 + \\ + 913,4 C_3H_8 + 1185,77 C_4H_{10} + 1462,3 C_5H_{12}, \quad (11)$$

где 12654 – теплота сгорания метра кубического  $CO$ , кДж/м<sup>3</sup>;  $CO/100$  – объемная доля  $CO$  в метре кубическом газа, м<sup>3</sup>. Делением 12654 на 100 получен коэффициент 126,54. Аналогично определены коэффициенты других слагаемых;  $CO$  (оксид углерода),  $H_2$  (водород),  $CH_4$  (метан),  $C_2H_6$  (этан),  $C_3H_8$  (пропан),  $C_4H_{10}$  (бутан),  $C_5H_{12}$  (пентан) – объемный процент этих компонентов в газе.

Ориентировочные значения теплоты сгорания топлив приведены в табл. 3.

Теплота сгорания топлив, кДж/кг

Топливо	$Q_H^P$	Топливо	$Q_H^P$
Бурые угли	10000... 17000	Бензин	44 000
Каменные угли	20000... 30000	Дизельное	41 000
Антрациты	20000... 25000	Мазут	40 000
Сланцы	5600... 10700	Газ	46 000

## 2.5. Условное топливо

Условным топливом называется несуществующее топливо, один килограмм которого выделяет при сгорании 29300 кДж теплоты. Для пересчета реального топлива  $B_p$  в условное  $B_{усл}$  пользуются уравнением

$$B_{усл} = B_p \cdot \mathcal{E}_k, \quad (12)$$

где  $\mathcal{E}_k = Q_H^P / Q_{усл}^P = Q_H^P / 29300$  – тепловой эквивалент топлива.

Пересчет условного топлива  $B_{усл}$  в реальное  $B_p$  имеет вид

$$B_p = B_{усл} : \mathcal{E}_k. \quad (13)$$

Условное топливо введено для удобства нормирования и учета расхода топлива.

*Пример 1.* В паспорте нагревательной печи указано, что на тонну продукции в ней следует сжечь 10 кг условного топлива. Предприятие располагает каменным углем с  $Q_H^P = 20000$  кДж/кг. Его тепловой эквивалент  $\mathcal{E}_k = 20000/29300 = 0,68$ . Норма расхода этого каменного угля

$$B_p = B_{усл} : \mathcal{E}_k = 10/0,68 = 14,7 \text{ кг/т.}$$

*Пример 2.* Два предприятия с одинаковым теплотехническим оборудованием сжигали для нужд производства уголь. Одно сожгло 1000 т бурого угля с  $Q_H^P = 17000$  кДж/кг и  $\mathcal{E}_{k1} = 0,58$ , а другое сожгло 900 т каменного угля с  $Q_H^P = 20000$  кДж/кг и  $\mathcal{E}_{k2} = 0,68$ . Какое предприятие лучше использовало теплоту угля?

Для ответа на этот вопрос переведем реальные расходы в условное топливо:

$$\begin{aligned} B_{усл1} &= B_{p1} \cdot \mathcal{E}_{k1} = 1000 \cdot 0,58 = 560 \text{ т,} \\ B_{усл2} &= B_{p2} \cdot \mathcal{E}_{k2} = 900 \cdot 0,68 = 612 \text{ т.} \end{aligned}$$

Расходы в условном топливе позволяют видеть, что теплоиспользование было лучше организовано на первом предприятии.

Когда сравниваются расходы топлива предприятиями с различным теплотехническим оборудованием, то достоверные результаты обеспечиваются применением технического эквивалента  $\mathcal{E}_{mex}$ :

$$\mathcal{E}_{mex} = Q_H^p \eta : 29300, \quad (14)$$

где  $\eta$  – КПД теплотехнического устройства, сжигающего топливо на данном предприятии.

Так, тепловые электростанции производят одну продукцию: киловатт-часы электроэнергии при разных КПД паросиловых установок. Оценка качества их работы будет более справедливой, если расход условного топлива на один киловатт-час выработанной электроэнергии определять через технический эквивалент  $\mathcal{E}_{mex}$ .

## 2.6. Расчет объема воздуха, необходимого для сгорания топлива, и объема продуктов сгорания

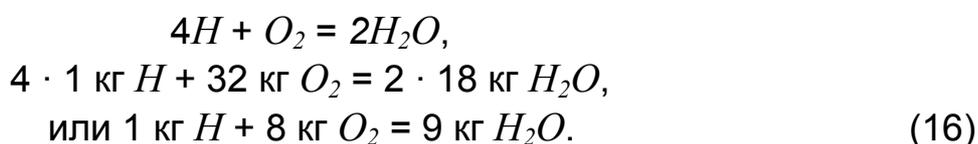
Расчеты проводятся по известной рабочей массе топлива. Так, в твердом и жидком топливе горят, т. е. активно окисляются кислородом воздуха с выделением теплоты, три химических элемента  $C, H, S$ .

Углерод горит по реакции  $C + O_2 = CO_2$ .

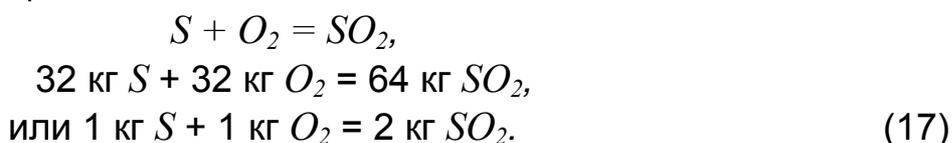
Чтобы вещества соединились без остатка, их следует брать в отношении их килограмм-молекулярных масс. Например, атомарная масса углерода – 12, а молекулярная масса кислорода – 32, следовательно,

$$\begin{aligned} & 12 \text{ кг } C + 32 \text{ кг } O_2 = 44 \text{ кг } CO_2, \\ \text{или} & 1 \text{ кг } C + 2,67 \text{ кг } O_2 = 3,67 \text{ кг } CO_2. \end{aligned} \quad (15)$$

Один килограмм углерода требует 2,67 кг кислорода и образует 3,67 кг  $CO_2$ .  
Реакция сгорания водорода



Один килограмм водорода образует 9 кг воды (водяных паров).  
Сера горит по реакции



В одном килограмме твердого и жидкого топлива содержится ( $C\% : 100$ ) кг углерода, ( $H\% : 100$ ) кг водорода, ( $S\% : 100$ ) кг серы и ( $O\% : 100$ ) кг кислорода, и для сгорания 1 кг потребуется кислород в количестве, кг,

$$L_0 = 2,67C : 100 + 8H : 100 + 1S : 100 - O : 100. \quad (18)$$

Теоретически необходимый объем воздуха, содержащий  $L_0$  килограммов кислорода,  $\text{м}^3/\text{кг}$ ,

$$V_0 = \frac{L_0}{0,23 \cdot 1,293} = 0,089C + 0,269H + 0,033(S - O), \quad (19)$$

где 0,23 – массовая доля кислорода в воздухе; 1,293 – удельная масса нормального воздуха,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Реакции сгорания компонентов газа также пишут в соотношении, но киломольных объемов. Объем 1 киломоля любого газа равен  $22,4 \text{ м}^3$  (нормальных). Сгорание  $CO$ :



$$\begin{aligned} 2 \text{ кмоль} \cdot 22,4 \frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} CO + 1 \text{ кмоль} \cdot 22,4 \frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} O_2 = \\ = 2 \text{ кмоль} \cdot 22,4 \frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} CO_2. \end{aligned}$$

Проведя сокращение на 22,4, получим

$$\begin{aligned} 2 \text{ м}^3 CO + 1 \text{ м}^3 O_2 = 2 \text{ м}^3 CO_2, \\ 1 \text{ м}^3 CO + 0,5 \text{ м}^3 O_2 = 1 \text{ м}^3 CO_2. \end{aligned}$$

Сгорание  $H_2$ :



$$\begin{aligned} 2 \text{ кмоль} \cdot 22,4 \frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} H_2 + 1 \text{ кмоль} \cdot 22,4 \frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} O_2 = 2 \text{ кмоль} \cdot \\ 22,4 \frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} H_2O, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{или } 2 \text{ м}^3 H_2 + 1 \text{ м}^3 O_2 = 2 \text{ м}^3 H_2O, \\ 1 \text{ м}^3 H_2 + 0,5 \text{ м}^3 O_2 = 1 \text{ м}^3 H_2O. \end{aligned}$$

Написав реакции сгорания всех газообразных компонентов, входящих в газообразное топливо, найдем теоретически необходимое для газа количество воздуха,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ,

$$V_0 = \frac{1}{0,21 \cdot 100} (0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + \\ + 6,5C_4H_{10} + 7,5C_5H_{12} - O_2), \quad (22)$$

где 0,21 – объемная доля кислорода в воздухе;  $CH_4$  – содержание в газе метана в процентах по объему,  $C_2H_6$  – этана,  $C_3H_8$  – пропана,  $C_4H_{10}$  – бутана,  $C_5H_{12}$  – пентана.

Практически в объем сгорания подают действительный объем воздуха  $V_\delta$  больший  $V_0$ . Это вызвано неравномерной воздухопроницаемостью слоя угля или недостаточно хорошим смешиванием воздуха с газом или жидким топливом.

Отношение  $V_\delta : V_0 = \alpha$  – коэффициент избытка воздуха. Он показывает, во сколько раз практически воздуха подают больше, чем теоретически необходимо для сгорания топлива. Существуют нормы коэффициента избытка воздуха: для карбюраторных двигателей  $\alpha = 1,1-1,15$ , для слоевых угольных топок  $\alpha = 1,5$ , для мазутных и газовых топок  $\alpha = 1,1-1,15$ , для дизелей  $\alpha = 1,5-2,2$ .

При  $\alpha < 1$  топливо не догорает из-за недостатка кислорода. При  $\alpha > 1$  топливо сгорает, но излишне большой избыток воздуха разбавляет продукты сгорания, снижая температуру в объеме сгорания, что всегда нежелательно.

Для действующей установки значение

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2 - 0,5CO}{N_2}}, \quad (23)$$

где 21 и 79 – объемный процент кислорода и азота в воздухе;  $O_2$ ,  $CO$ ,  $N_2$  – объемный процент кислорода, оксидов углерода и азота в дымовых газах установки, определенные с помощью прибора-газоанализатора.

Объем продуктов сгорания килограмма твердого и жидкого топлива находят по ранее написанным реакциям горения,  $m^3/kg$ ,

$$V_{n.c} = 3,67C^p/100\gamma_{CO_2} + 9H^p/100\gamma_{H_2O} + S^p/100\gamma_{SO_2} + 0,79 \alpha V_0 + \\ + 0,21(\alpha - 1)V_0 + N^p/100\gamma_{N_2} + W^p/100\gamma_{H_2O}, \quad (24)$$

где  $C, H, S, N$  – содержание в процентах по массе в рабочей массе угля или в жидком топливе;  $0,79 \alpha V_0$  – объем азота воздуха,  $m^3/kg$ ;  $0,21(\alpha - 1)V_0$  – объем остатков кислорода воздуха,  $m^3/kg$ ;  $\gamma_i = \mu_i : 22,4$  – удельная масса соответствующих газов,  $kg/m^3$ ;  $\mu_i$  – молекулярная масса тех же газов.

Объем продуктов сгорания одного нормального метра кубического газа определяют как сумму,  $m^3/m^3$ ,

$$V_{n.c} = V_{R_2} + V_{RO_2} + V_{H_2O}, \quad (25)$$

где  $V_{R_2} = V_{N_2} + V_{O_2} = [0,79 \alpha V_0 + 0,01 N_2 + 0,21 (\alpha - 1) V_0]$  – объем двухатомных газов: азота воздуха и топлива и остатков кислорода воздуха,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ,  $V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2} = 0,01 (CO_2 + CO + H_2S + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12})$  – объем трехатомных газов,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $V_{H_2O} = 0,01 (H_2S + H_2 + 2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_5H_{10} + 6C_6H_{12})$  – объем водяных паров без учета влагосодержания газа и воздуха,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Знание действительного объема воздуха  $V_0$  и объема продуктов сгорания  $V_{n.c}$  позволяет определить требуемую производительность воздуходувных машин и дымососов. Так, при известном часовом расходе твердого или жидкого топлива  $B_ч$  или газа  $V_ч$  требуемую производительность воздуходувной машины будет равна  $B_ч V_0 \alpha$  или  $V_ч V_0 \alpha$ , нормальных метров кубических в час, а производительность дымососа  $B_ч V_{n.c}$  или  $V_ч V_{n.c}$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ . Кроме того, зная объем отдельных компонентов в продуктах сгорания, можно провести расчеты выплат в экологический фонд за загрязнение атмосферного воздуха.

Краткая информация о твердом топливе, изложенная в этом разделе, представляет минимум знаний, необходимых при организации его сжигания в промышленных печах и топках промышленных котлов. При сжигании углей в топках энергетических котлов электрических станций нужны более широкие знания.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как образовались угли?
2. Каков состав углей?
3. На какие марки по размеру кусков делятся бурые угли?
4. На какие марки по размеру кусков делятся антрациты?
5. По какому признаку каменные угли делятся на марки? Назовите эти марки.
6. Какие марки углей по крупности кусков желательны при их сжигании в слоевой топке?
7. Какой объем воздуха необходим для сгорания килограмма и кубического метра топлива?
8. Какой объем воздуха практически подают на килограмм и кубометр топлива, почему?
9. Что показывает коэффициент избытка воздуха?
10. Зачем следует знать объем необходимого количества воздуха и объем продуктов сгорания топлива?

*Рекомендуемая литература:* [1].

### 3. ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО

#### 3.1. Природный газ

Газообразное топливо бывает природное и искусственное.

Добывают природный газ из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Газ газовых месторождений содержит более 90 % метана ( $CH_4$ ), незначительное количество более тяжелых углеводородов и балласт:  $CO_2$ ,  $N_2$  и сероводород ( $H_2S$ ). Газ из газоконденсатных месторождений отличается меньшим содержанием метана, но большим пропана ( $C_3H_8$ ) и бутана ( $C_4H_{10}$ ). При охлаждении такого газа под давлением пропан-бутановая смесь переходит в жидкое состояние – конденсат.

Газ нефтяных месторождений называют попутным. Нефть, залегающая в недрах земли, находится под давлением до 7,5–20 МПа. При этом углеводороды, при атмосферном давлении являющиеся газами, растворены в нефти. При ее добыче давление падает, и из нефти выделяются газообразные углеводороды до 10–15 % от ее массы, или более 50 м<sup>3</sup> на тонну. Нефтепопутный газ содержит меньше метана, чем газ из газового и конденсатного месторождений, но имеет много более тяжелых, чем метан, легкоконденсируемых углеводородов.

Перед транспортировкой по газопроводам газ подвергается обработке на газовых заводах. Цель обработки – удаление сероводорода ( $H_2S$ ) и других серосодержащих компонентов газа. Извлекают диоксид углерода ( $CO_2$ ), который, как и сернистые соединения, вызывает коррозию трубопроводов. Осушают газ от влаги, а также удаляют из газа часть пропан-бутановой смеси и более тяжелые углеводороды для устранения образования конденсатных пробок в трубопроводах. Последней операцией подготовки газа является одоризация – введение компонентов, усиливающих запах. Это необходимо для своевременного обнаружения утечки газа из труб, вентилях, горелок и других устройств.

В табл. 4 приведен состав газов сахалинских месторождений в объемных процентах.

Таблица 4

Состав газов сахалинских месторождений

Месторождение	Состав газа, %						$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$Q_H^p$ , кДж/м <sup>3</sup>
	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_3H_8$	$C_4H_{10}$	$C_5H_{12}$	$CO_2$		
Прибрежное (газовое)	98	0,2	–	–	–	0,8	0,73	35230
Календо (нефтегазовое)	96	2	0,5	0,3	0,2	1,0	0,76	36770
Тунгор (газоконденсатное)	89	3	1,0	1,0	0,5	4,5	0,84	36620

### 3.2. Искусственные газы

Искусственный газ получают в установках пиролиза и газогенераторах. Пиролизом называют процесс нагрева твердого или жидкого топлива на сотни градусов без доступа воздуха, при котором происходит расщепление исходных углеводородов с образованием новых, в том числе газообразных. Из полученных газов часть выделяется для химических производств, а обедненный остаток сжигается (табл. 5).

Таблица 5

Искусственные газы пиролиза

Вид сырья	Объемный состав газа, %					
	$C_nH_{2n+2}$	$C_nH_{2n}$	$H_2$	$CO$	$CO_2$	$N_2$
Бурый уголь	25	5	24	17	22	7
Сланец	30	28	14	10	5	12
Мазут	23	13	43	11	9	–

*Примечание.*  $C_nH_{2n+2}$  – углеводороды цепного строения: метан  $CH_4$ , пентан  $C_5H_{12}$ ;  $C_nH_{2n}$  – олефины, имеющие кольцевое строение молекул (см. разд. 4).

Генераторный газ производят для обеспечения химической промышленности оксидом углерода и водородом. Оксид получают воздушным дутьем (с недостатком воздуха) через слой угля при 1000–1300 °С по реакции  $C + 0,5O_2 = CO + 114$  кДж/моль (114 кДж теплоты выделяется).

При добавлении к воздуху водяного пара протекает реакция  $C + H_2O + 135$  кДж/моль =  $CO + H_2$  (135 кДж теплоты поглощается). Расчетный состав такого газа: 40,1 %  $CO$ ; 18,1 %  $H_2$ ; 41,8 %  $N_2$ . Практически этот газ разбавляется газообразными углеводородами, выделяющимися из топлива, и  $CO_2$ .

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие газообразные компоненты составляют природный газ (химическая формула, название)?
2. Какие различают ископаемые газообразные топлива?
3. Какие газы производят искусственно?

*Рекомендуемая литература:* [1].

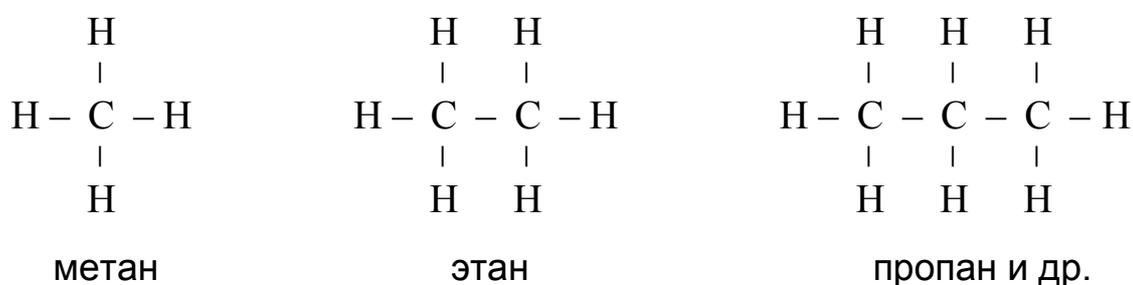
## 4. ЖИДКОЕ ТОПЛИВО

### 4.1. Состав топлива

Сырьем для получения жидких топлив является нефть. Нефть имеет органическое происхождение. Она образовалась из растительно-биологических осадков в прибрежных зонах морей и океанов. Жидкие и газообразные углеводороды скапливались под непроницаемыми пластами грунта, образуя нефтяные залежи. В обессоленной и обезвоженной нефти и ее продуктах содержится 84–86 % *C*, 11–14 % *H*, 0,01–4,6 % *S*, 0,1–1,2 % *O*, 0,2–1,7 % *N*.

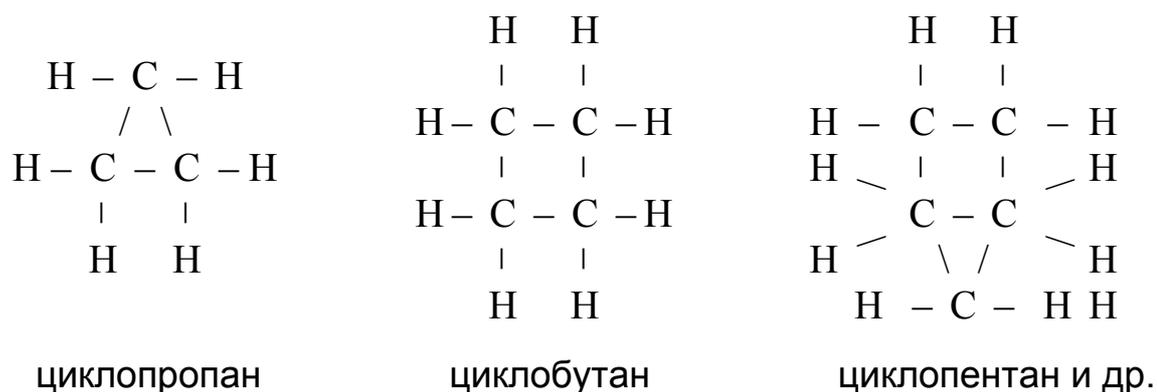
Углерод и водород составляют углеводороды трех групп: алканы (парафиновые), цикланы (олефины) и ароматические углеводороды.

Алканы имеют химическую формулу  $C_nH_{2n+2}$ , цепное строение молекул и уже перечислялись в разд. 3. Их структурные формулы имеют вид

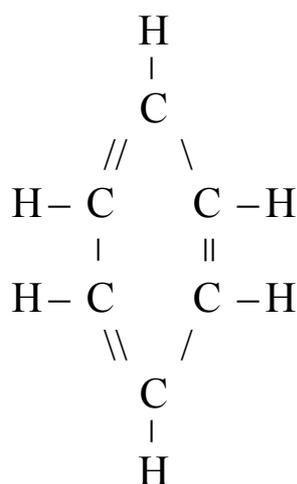


Эти углеводороды при  $n = 1-4$  – газы, при  $n = 5-16$  – жидкости, при  $n > 16$  твердые вещества (парафины и церезины).

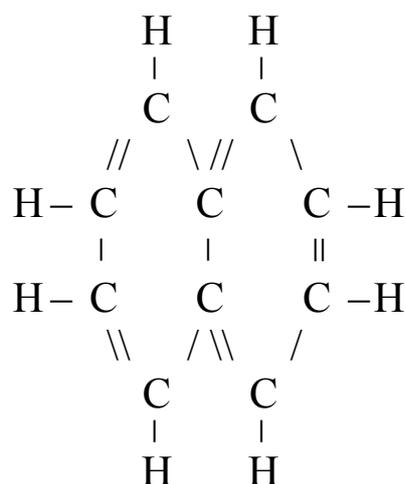
Цикланы (олефины) имеют химическую формулу  $C_nH_{2n}$  и кольцевую структуру молекул:



Ароматические углеводороды обладают характерным запахом (ароматом), имеют кольцевую форму молекул и двойные углеродные связи:



бензол



нафталин

Более сложные углеводороды образуют смолы и асфальтовые (твердые) вещества. Углеводороды могут содержать кислород и серу. Кислородсодержащие углеводороды имеют кислую реакцию и вызывают коррозию металла. Сера содержится в нефти и ее жидких продуктах в трех видах: свободном, в составе сульфидов  $RSR$  и в составе меркаптанов  $RSH$ . Здесь  $R$  – часть молекулы углеводорода  $RSR$  или молекула  $RSH$ . Меркаптаны коррозионно-агрессивны.

## 4.2. Переработка нефти

Переработка нефти основана на том, что каждый углеводород, входящий в состав нефти, имеет свою температуру кипения. Поэтому общая схема переработки нефти включает ее нагрев и частичное превращение в пары, которые затем охлаждаются и конденсируются на разных уровнях разделительной колонны (рис. 1).

При прямой перегонке из нефти испарятся природно содержащиеся в ней углеводороды, которые конденсируются в бензиновый дистиллят (для получения автобензина), лигроинокеросиновые дистилляты (для получения топлива авиационных газотурбинных двигателей), газойлесоляровые дистилляты (для получения дизельных топлив) и мазут.

Мазут могут послать на крекинг, могут изготовить котельное топливо или переработать в масла. Прямая перегонка обеспечивает топливом дизели. Бензина, лигроина и керосина при этом получается мало. Потребность в бензинах и авиатопливе покрывает крекинг, где их выход составляет до 75 %. При крекинге происходит расщепление газойлесоляромазутных углеводородов с образованием более легких, входящих в бензиновый, лигроиновый и керосиновый дистилляты. Применяют также каталитический крекинг керосиносоляровой фракции прямой перегонки для получения улучшенных бензинов и компонентов дизельного топлива.

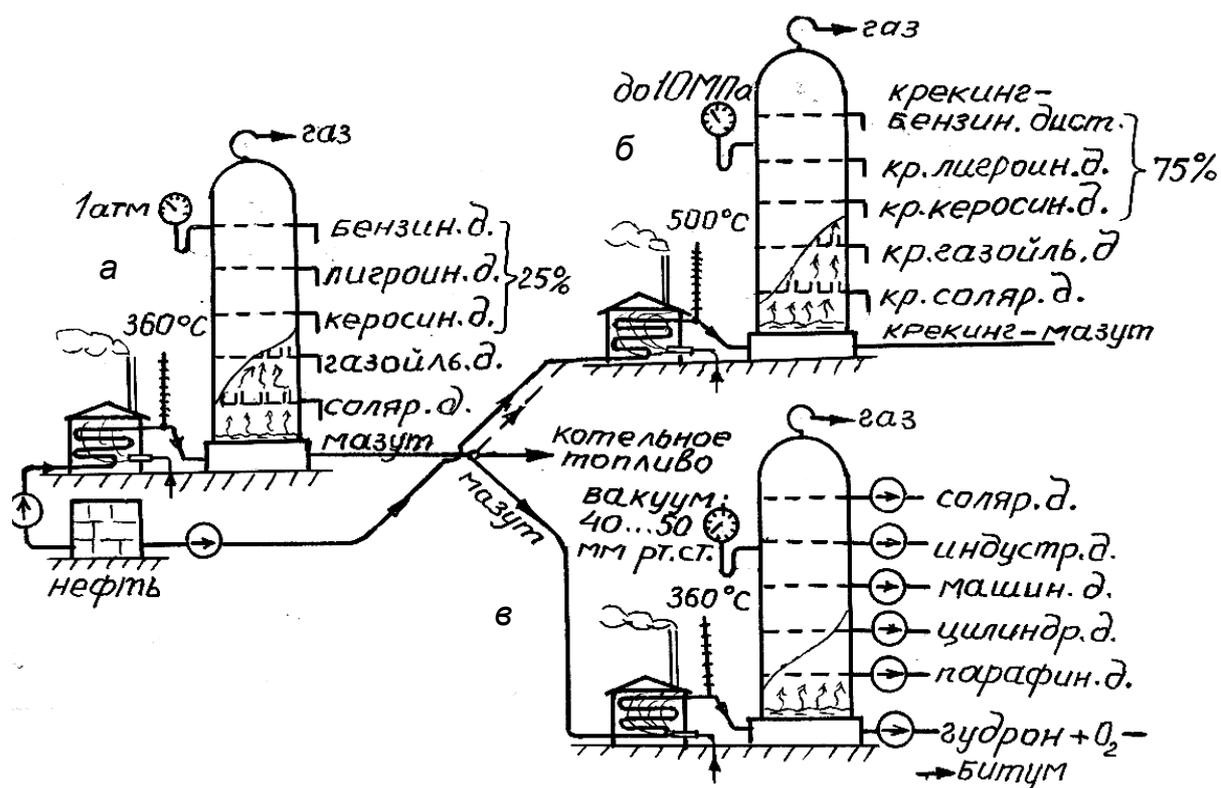


Рис. 1. Схема переработки нефти: а – прямая перегонка; б – термический крекинг; в – вакуумная перегонка масляного мазута в масла

### 4.3. Дизельное топливо

Дизельное топливо получают из смеси газойля и соляра прямой разгонки нефти с добавлением до 20 % газойля каталитического крекинга.

По ГОСТ 305-82 производят три марки дизельных топлив: Л – летнее, которое применяется при положительных температурах воздуха от 0 до +40 °С; З – зимнее, используемое при отрицательной температуре воздуха до –20 °С; А – арктическое (до –50 °С). Физико-химические свойства дизельных топлив, обеспечивающие надежность работы, большой моторесурс и экономичность дизелей, приведены в табл. 6.

Таблица 6

Физико-химические свойства дизельных топлив

Свойства	Л	З	А
1. Цетановое число	45	45	45
2. Фракционный состав:			
50 % перегоняется при температуре, °С, не выше	280	280	255
96 %, перегоняется при температуре, °С, не выше	360	340	330
3. Вязкость кинематическая при 20 °С, 10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с	3–6	1,8–5	1,5–4

Свойства	Л	З	А
4. Температура застывания, °С, не выше, для климатической зоны умеренной холодной	-10 –	-35 -45	– -55
5. Температура помутнения, °С, не выше, для зоны умеренной холодной	-5 –	-25 -35	– –
6. Температура вспышки, °С, не ниже, в закрытом тигле для дизелей тепловозных и судовых других	62 40	40 35	35 30
7. Массовая доля серы, %, не более в топливе 1-й группы в топливе 2-й группы	0,2 0,5	0,2 0,5	0,2 0,4
8. Массовая доля серы меркаптановой, %, не более	0,01	0,01	0,01
9. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,01	0,01	0,01
10. Содержание сероводорода	Отсутствует		
11. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствует		
12. Кислотность, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> , не более	5	5	5
13. Концентрация фактических смол, мг в 100 см <sup>3</sup> , не более	40	30	30
14. Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	6	6	6
15. Зольность, %, не более	0,01	0,01	0,01
16. Коксуемость десятипроцентного остатка, %, не более	0,2	0,3	0,3
17. Коэффициент фильтруемости, не более	3	3	3
18. Самовоспламеняемость, °С, не выше	300	310	330

### **Практическое значение физико-химических свойств дизельного топлива**

1. *Цетановое число* характеризует склонность топлива к самовоспламенению в горячем воздухе цилиндра дизеля. Первые пылинки топлива, вылетая из форсунки и удаляясь от нее, нагреваются в сжатом воздухе с температурой около 500 °С, закипают и испаряются. Пары, нагреваясь далее, воспламеняются. Время от момента появления топлива в цилиндре до момента его воспламенения называют периодом задержки воспламенения. Если топливо плохо воспламеняется, то период задержки его воспламенения большой. Для дизеля это вредно, так как за время задержки воспламенения форсунка успевает подать в цилиндр большую порцию топлива, которая с появлением пламени разом сгорает, резко повышая дав-

ление газов на поршни. Дизель работает жестко: слышны стуки, повышается температура в цилиндрах, ускоряется износ колец, поршней, подшипников, зубчатых передач, снижаются среднее индикаторное давление газов на поршни, мощность и экономичность дизеля.

Если топливо очень хорошо воспламеняется – тоже плохо. Появляясь из форсунки, оно сразу начинает гореть, образуя перед форсункой все увеличивающуюся горячую бескислородную зону. Проходя эту зону, топливо оставляет в ней много паров, которые не сгорают. Экономичность дизеля снижается. Достаточную воспламеняемость и полноту сгорания имеет дизельное топливо с цетановым числом 45. Если оно ниже – дизель работает жестче с меньшей экономичностью, если больше – работает мягче, но опять неэкономично. Определяют цетановое число на специальной установке с одноцилиндровым четырехтактным дизелем. У этого дизеля легко меняется угол опережения впрыска топлива и степень сжатия. Он имеет указатели моментов начала впрыска и воспламенения топлива. В такой установке испытываемое топливо впрыскивают за  $13^\circ$  до ВМТ и повышают степень сжатия до появления вспышек ровно в ВМТ. При этой степени сжатия переводят дизель на впрыск смеси изооктана  $C_{16}H_{34}$  (самовоспламеняемость 100 единиц) с альфа-метилнафталином  $C_{10}H_7CH_3$  (самовоспламеняемость 0 единиц), также за  $13^\circ$  до ВМТ. Состав смеси меняют до появления вспышек ровно в ВМТ. Содержание цетана в процентах в этой смеси, равноценной по склонности к самовоспламенению испытываемому топливу, и называют цетановым числом.

2. *Фракционный состав* определяют в лабораторном приборе.

В специальную колбу наливают 100 мл (т. е.  $100\text{ см}^3$ ) топлива. Через пробку вводят термометр и нагревают топливо до заданной температуры, например до  $280^\circ\text{C}$  для топлива Л и З. Пары через боковую трубку колбы выходят в водяной охладитель, где конденсируются. Конденсат собирается в мерный цилиндр объемом 100 мл. Если при заданной температуре испарится более 50 мл, топливо не соответствует государственному стандарту. В нем слишком много легких и средних по молекулярной массе углеводородов. Они не улучшают самовоспламеняемость топлива, а сгорая быстро, способствуют жесткой работе дизеля. Когда испарится менее 50 мл – в топливе недостаточно легких и средних углеводородов, что приведет к медленному несвоевременному сгоранию топлива, пониженному давлению на поршни, снижению мощности и экономичности дизеля. Если при указанных температурах выкипания 96 % топлива выкипит менее 96 мл – топливо содержит избыток тяжелых углеводородов. Такое топливо не сгорает полностью, образует нагар в цилиндрах и на форсунках, проникает в картер, где разжижает и загрязняет масло дизеля.

3. *Кинематическая вязкость* топлива влияет на тонкость распыления топлива форсунками дизеля, следовательно, непосредственно воздействует на качество процесса сгорания топлива в цилиндре и эффективные по-

казатели рабочего процесса дизеля. Кроме того, топливо является смазкой для плунжеров топливных насосов дизеля и игл распылителей форсунок. Если топливо будет вязким, плунжерные пары насосов и распылители форсунок станут изнашиваться медленно, однако распыление топлива будет грубым и качество его сгорания ухудшится. При маловязком топливе – эффект обратный. В заданном интервале вязкости топлива оно будет достаточно хорошо распыляться и сгорать, а также обеспечит нормальный моторесурс плунжерных пар топливных насосов и форсунок дизеля.

4. *Температура застывания* определяет интервал температур атмосферного воздуха, в котором топливо сохраняет текучесть. Застывшее топливо представляет собой кашицу из жидкой и затвердевшей фаз, которая непригодна для эксплуатации топливной системы дизеля.

5. *Температура помутнения* характеризует начало появления в топливе мельчайших затвердевших частиц парафина. При этом текучесть топлива еще сохраняется, но топливные фильтры забиваются парафином и могут прекратить пропуск топлива к насосам. Поэтому рекомендуемый интервал рабочих температур топлива на 10–15 °С выше температуры его застывания.

6. *Температура вспышки* в закрытом тигле показывает минимальную температуру топлива, при которой над его поверхностью создается смесь паров топлива с воздухом, воспламеняющаяся при появлении открытого пламени. Это противопожарная характеристика топлива. Кроме того, это косвенный показатель содержания в топливе легких фракций, вызывающих жесткую работу дизеля. В эксплуатации легкие фракции могут попасть в топливо через транспортные или складские емкости. Поэтому топливо, поступающее в депо и тепловозы, всегда проверяется на температуру вспышки.

Следует обратить внимание на то, что содержание легких фракций в топливе для дизелей тепловозов понижено против топлив для других дизелей (см. табл. 6, п. 6). Это вызвано тем, что дизели тепловозов имеют невысокие обороты вала, т. е. поршни двигаются в цилиндрах сравнительно медленно, и с соответствующей пониженной скоростью должно гореть топливо. При этом скорость подъема давления при сгорании будет пропорциональна скорости движения поршней, что исключает режим жесткой работы дизеля. На топливе для других дизелей тепловозный дизель будет работать, но жестко, с пониженным моторесурсом и экономичностью.

7. *Содержание серы* в топливе определяет коррозионное действие на металлы самой серы. Кроме того, образуя при сгорании  $SO_2$  и  $SO_3$ , сера является источником образования сернистой и серной кислот, обладающих разрушительным действием на детали цилиндропоршневой группы, системы смазки и окружающую среду. Сера в жидком топливе содержится в свободном виде и входит в состав углеводородных молекул – сульфидов  $RSR$  и меркаптанов  $RSH$ . По содержанию серы различают две группы

дизельных топлив: 1-я группа содержит серу до 0,2 %, 2-я группа – до 0,5 %, а для марки А – до 0,4 %.

8. *Меркаптановая сера* ограничивается особо, так как меркаптановые углеводороды особенно активны в коррозионном отношении.

9. *Механические примеси* топлива вызывают задиры и зависание плунжеров насосов и игл форсунок, излом плунжеров. Топливо в системе дизеля тщательно фильтруется, тем не менее исходное количество мехпримесей в произведенном топливе и выдаваемом на тепловозы ограничено.

10. *Сероводород  $H_2S$* , растворенный в топливе, не допускается, так как является самым Коррозионно-активным соединением серы.

11. *Водорастворимые кислоты* и щелочи – это минеральные кислоты  $H_2SO_3$ ,  $H_2SO_4$ ,  $HCl$ ,  $HNO_3$  и щелочи  $NaOH$ ,  $Ca(OH)_2$ ,  $KOH$ ,  $LiOH$ , активно разрушающие поверхность металлов.

12. *Кислотность в мг KOH* определяет содержание в топливе органических кислот и других органических кислых соединений. Они образуются в топливе в результате окисления его углеводородов кислородом воздуха и других процессов внутри топлива. В малом количестве они не взаимодействуют с металлами, но в присутствии воды и при большом содержании становятся коррозионно-опасными. Их содержание устанавливают нейтрализацией спиртовой вытяжки из топлива раствором щелочи.

13. *Концентрация смол* определяет стабильность углеводородов топлива при хранении от действия воздуха, света, температуры, каталитического влияния металлов, внутрхимических процессов. Смолы отлагаются в каналах топливной системы дизеля, забивают фильтры, вызывают коррозию плунжерных пар, усиливают нагароотложение.

14. *Йодное число* характеризует содержание в топливе непредельных углеводородов. Они в малом количестве могут образоваться при нагреве нефти для прямой перегонки и в значительном количестве при каталитическом крекинге, когда газойлевым дистилятом формируется из продуктов расщепления более тяжелых молекул. Непредельные углеводороды имеют неустойчивые межатомарные или свободные связи, которые легко соединяются с йодом. Их наличие приводит к окислению и осмолению топлив, поэтому ограничивается.

15. *Зольность топлива* определяет абразивные свойства твердых остатков сгоревшего топлива. Зола влияет на износ трущихся поверхностей поршня и цилиндра, упрочняет отложения нагара, который тоже может попасть на поверхность трения.

16. *Коксуетость топлива* определяет способность его тяжеломолекулярной части выпадать при сгорании на окружающие поверхности цилиндра, поршня, форсунок, клапанов, газовых каналов. Тяжелые молекулы остаются в десятипроцентном остатке после выпаривания топлива в приборе для фракционной перегонки. Затем этот остаток прокалывают в тигле без доступа воздуха и взвешивают.

17. *Коэффициент фильтруемости* показывает проходимость топлива через фильтрующий материал фильтров тонкой очистки. Для нахождения коэффициента фильтруемости определяют время фильтрации первой порции топлива в 2 мл  $C_1$  и десятой порции топлива в 2 мл  $C_{10}$  через фильтрованную бумагу. Отношение  $C_{10}$  к  $C_1$  должно быть не более *трех*.

18. *Самовоспламеняемость топлива* характеризует его склонность к воспламенению без открытого источника пламени. Если капля нефтепродукта будет падать на раскаленную металлическую поверхность, то масло загорится при температуре этой поверхности порядка 300 °С, газойль – 336 °С, керосин – 435 °С, бензин – 510 °С. Самовоспламеняемость дизельного топлива в горячем воздухе зависит от давления сжатого воздуха. Так, чистый газойль самовоспламеняется при 400 °С, когда давление воздуха 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>); при 257 °С, если давление воздуха 1,1 МПа, и 200 °С при давлении 3 МПа. В цилиндре дизеля давление воздуха в момент впрыска топлива порядка 4,5 МПа, следовательно, углеводороды газойля начнут воспламеняться при температуре ниже 200 °С.

Методика определения каждой из восемнадцати физико-химических характеристик дизельного топлива и необходимая для этого аппаратура указываются в соответствующих государственных стандартах. Несоответствие хотя бы одной характеристики топлива государственному стандарту является браковочным признаком поставленного топлива.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Из каких углеводородов состоят жидкие топлива?
2. Какие способы переработки нефти применяются для получения жидких топлив?
3. Из каких фракций получают бензин, авиатопливо и дизельное топливо?
4. Какое влияние оказывает каждая из восемнадцати физико-химических характеристик дизельного топлива на надежность, мощность и экономичность тепловозных дизелей?

*Рекомендуемая литература:* [1, 4].

### 4.4. Бензины

Нефтеперегонные заводы производят бензины марок А-76, АИ-93, АИ-98 (АИ-92, АИ-95). В обозначении марки А – автомобильный (авиационные бензины обозначают буквой Б), 76, 93, 98 – октановое число. Оно характеризует стойкость бензина против детонации.

Известно, что с увеличением степени сжатия повышается мощность двигателя и уменьшается расход топлива. При этом до некоторого значения степени сжатия рабочая смесь горит нормально. Фронт пламени рас-

пространяется от свечи, температура и давление в цилиндрах достигают допустимых значений.

При дальнейшем повышении степени сжатия путем уменьшения камеры сжатия возрастает температура сжатой смеси, что ведет к изменению углеводородного состава бензина с образованием легковоспламеняющихся компонентов. Поэтому при появлении пламени от свечи и подъеме давления смесь загорается во многих точках объема. Температура и давление резко возрастают. Слышен характерный стук в цилиндрах, цилиндропоршневой узел сильно нагревается и изнашивается. Топливо не сгорает полностью, мощность двигателя падает. Явление детонации исчезает при переводе двигателя на бензин с более высоким октановым числом.

Определяют октановое число на специальной установке с карбюраторным двигателем. Октановое число показывает процентное содержание изооктана  $C_8H_{18}$  (антидетонационная стойкость 100 единиц) в его смеси с нормальным гептаном  $C_7H_{16}$  (антидетонационная стойкость 0 единиц), которая по стойкости против детонации равноценна испытываемому бензину. Современные бензины не этилируют. Их высокая антидетонационная стойкость достигается новыми технологиями производства. Другие физико-химические показатели качества бензина по большинству пунктов аналогичны указанным для дизельного топлива (см. табл. 6).

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие производятся марки бензинов?
2. Что характеризует октановое число?
3. Почему недопустима работа карбюраторных двигателей в режиме детонации?

*Рекомендуемая литература:* [1, 4].

## 4.5. Мазуты

Нефтеперегонные заводы выпускают две марки флотских мазутов – Ф5 и Ф12 и две марки котельного мазута – М40 и М100. Цифра в марке показывает условную вязкость (ВУ) мазута. Так, 5 и 12 – это условная вязкость, °ВУ, флотских мазутов при 50 °С, а 40 и 100 °ВУ – при 80 °С. Определяют условную вязкость в специальном вискозиметре, через капилляр которого 200 мл воды при 20 °С вытекает за 51 с, а 200 мл флотского мазута при 50 °С вытекает соответственно в 5 и 12 раз дольше. Котельные мазуты вязче, так как 200 мл при 80 °С вытекает дольше воды в 40 и 100 раз. Флотские мазуты сжигают в судовых котлах, судовых газотурбинных установках и тихоходных дизелях. Котельный мазут М40 применяют в промышленных печах, технологических установках. Мазут М100 сжигается в топках промышленных и энергетических котлов и отопительных водогрейных котлов.

Температура застывания флотских мазутов –5 и –8 °С, котельных +10 и +25 °С, поэтому перед перекачкой мазут нагревают до 40–50 °С, а перед сжиганием – до более высокой температуры: мазут 100 – до 100–130 °С. Кроме вязкости, в мазуте регламентируют зольность, мехпримеси, воду, водорастворимые кислоты и щелочи, серу, температуру вспышки и застывания.

Теплота сгорания российского мазута 39800–40000 кДж/кг, а мазутов южной зоны – 41500 кДж/кг.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие выпускают марки мазутов?
2. Где применяют мазуты?

*Рекомендуемая литература:* [4].

## 5. МАСЛА

### 5.1. Получение масел

Схема вакуумной перегонки масляного мазута в масла приведена на рис. 1, в. С понижением давления в колонне снижается температура кипения углеводородов, и при низкой температуре они испаряются, конденсируясь затем на разных уровнях колонны. Наиболее легкий – соляровый дистиллят. Он не годится для введения в дизельное топливо и является сырьем для дальнейшей переработки. Индустриальный дистиллят служит основой для производства масел для металлорежущих станков. Из машинного дистиллята получают масла для двигателей, редукторов, турбин и т. д. Цилиндровый дистиллят дает масло для паровых машин и смешивается с другими масляными компонентами. Из парафинового дистиллята вырабатывают парафин. Гудрон применяют для изготовления мягкой кровли, битума, остаточных масел.

Дистилляты содержат смолистые, асфальтовые вещества и непредельные углеводороды. Поэтому их подвергают кислотной очистке с нейтрализацией щелочью, фильтрацией через отбеливающую землю или селективной очистке (избирательной). В очищенный дистиллят вводят присадки:

- депрессатор (понижает температуру застывания масла);
- моющие (растворяют нагар, образующийся на горячих поверхностях двигателей);
- противопенные (предупреждают образование воздушно-масляной смеси);
- антиокислительные (повышают стойкость масла в картере против окисления кислородом воздуха, особенно при высоких температурах);

- антикоррозионные (нейтрализуют сернистую и серную кислоты в масле ДВС, а также образуют на металле окисную пленку, изолирующую металл от агрессивных компонентов, появляющихся в масле);
- вязкостно-температурные (снижают интенсивность разжижения масла при его нагреве);
- улучшающие прилипание масла к металлу.

После введения присадок получают товарные масла. По происхождению они бывают трех видов: дистиллятные, остаточные и смешанные (компаундированные). Дистиллятное масло производят очисткой и введением присадок в дистиллят, образовавшийся в вакуумной колонне. Остаточное масло получено очисткой гудрона или полугудрона – остатка вакуумной перегонки мазута. Смешанное масло – это смесь двух дистиллятных масел или смесь дистиллятного и остаточного масел.

## 5.2. Виды трения и роль масла в подшипниках скольжения

При сдвиге одной поверхности по другой возникают зацепления их микрошероховатостей и молекулярное сцепление в местах контакта. Эти взаимодействия вызывают сопротивление сдвигу, т. е. трение. При отсутствии между поверхностями жидкости трение называют сухим. Если поверхности покрыты тонким слоем жидкости, трение называют граничным. Когда жидкость полностью разделяет поверхности, трение будет жидкостным. Оно происходит между слоями масла. Сила  $F$ , необходимая для сдвига поверхности, называется силой трения. Силу, сжимающую поверхности, обозначим  $P$ . Интенсивность трения определяется коэффициентом трения  $f = F/P$ . Коэффициент сухого трения металлов находится в пределах 0,1–0,5. Коэффициент жидкостного трения в десятки и сотни раз меньше и равен 0,01–0,001. Для уменьшения трения между поверхностями деталей машин применяют масло.

На рис. 2 приведена схема узла с подшипником скольжения 1, охватывающим шейку вала (шип) 2. На рис. 2, а вал неподвижен. Он лежит на подшипнике по линии нижних точек. Между валом и подшипником образуется зазор 3, в который перед вращением вала необходимо подать масло.

На рис. 2, б вал вращается. При этом он увлекает за собой масло в силу его прилипания к поверхности вала и вязкости. В начале вращения масло не могло пройти под вал, но затем с увеличением его оборотов оно отжало вал от поверхности подшипника, и наступил режим жидкостного трения. При этом поверхности вала и подшипника не соприкасаются и не изнашиваются. Наименьшая толщина масляного слоя обозначена  $\Delta h$ . Толщина этого слоя зависит от частоты вращения вала  $n$ , вязкости масла  $\nu$ , температуры масла  $t$  и силы  $P$ , прижимающей вал к подшипнику,

$$\Delta h = f(n, \nu, t, P).$$

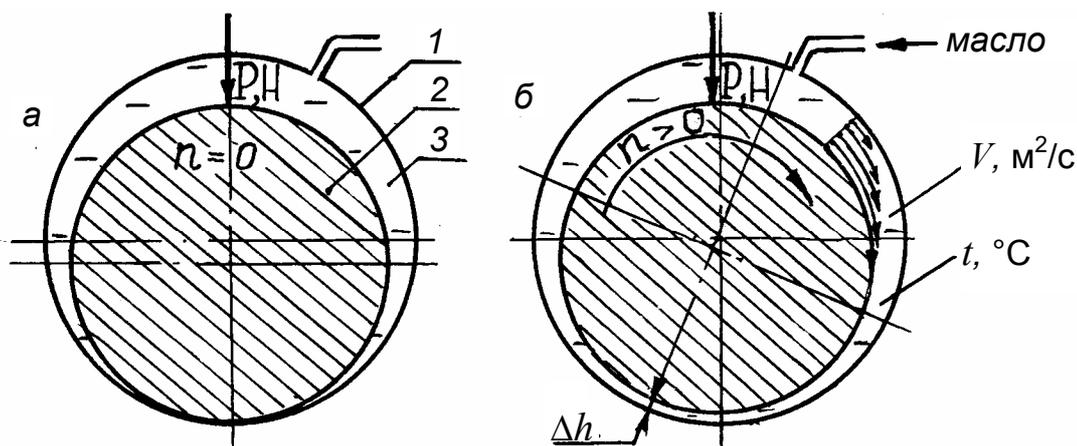


Рис. 2. Схема узла с подшипником скольжения: а – с неподвижным валом; б – с вращающимся валом; 1 – подшипник; 2 – вал; 3 – зазор

Поэтому нельзя применять для смазки машины любое масло, а только то, которое рекомендуется в ее паспорте. Излишне вязкое масло затрудняет движение деталей машины или механизма, снижая их механический КПД. Масло маловязкое не отжимает вал от поверхности подшипника, что приводит к их ускоренному износу. Чем чаще осуществляют пуск и остановку механизма, тем быстрее изнашиваются его трущиеся поверхности.

### 5.3. Марки масел

Основными маслами на железнодорожном транспорте являются промышленное, моторное, компрессорное и осевое. В качестве диэлектрика и охлаждающей среды в трансформаторах применяют трансформаторное масло.

*Металлорежущие станки* (токарные, фрезерные, шлифовальные, сверлильные и др.) имеют подшипники скольжения, винтовые и цилиндрические скользящие поверхности, шестерни в механизме изменения скорости движения обрабатываемой детали и режущего инструмента. Для их смазки выпускают промышленные масла без присадок: И-5А (велосит), И-8А (вазелиновое), И-12А, И-20А, И-30А, И-40А, И-50А. Цифра указывает кинематическую вязкость в  $10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  при  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ . Промышленные масла марок И-30А, И-40А, И-50А используются на электроподвижном составе в соответствии с их картой смазки.

*Моторные масла* выпускают для дизелей и карбюраторных двигателей. Классификация этих масел приведена в табл. 7.

Моторные масла обозначают буквой М. При содержании серы в топливе до 0,5 % дизелям грузовых и пассажирских тепловозов положено работать на масле М-14В<sub>2</sub>, а маневровым – на масле М-12В<sub>2</sub>. В эти масла добавлено 8 % многофункциональной присадки ВНИИ НП-360 (обладает моющим, антиокислительным, противокоррозийным и противоизносным свойствами) и противопенная присадка ПМС-200А (0,003 %).

## Классификация моторных масел

Группа масел		Область применения
А	–	Нефорсированные карбюраторные двигатели и дизели
Б	Б <sub>1</sub>	Малофорсированные карбюраторные двигатели
	Б <sub>2</sub>	Малофорсированные дизели
В	В <sub>1</sub>	Среднефорсированные карбюраторные двигатели
	В <sub>2</sub>	Среднефорсированные дизели
Г	Г <sub>1</sub>	Высокофорсированные карбюраторные двигатели
	Г <sub>2</sub>	Высокофорсированные дизели
Д	–	Высокофорсированные дизели в тяжелых условиях работы
Е	–	Малооборотные дизели, работающие на тяжелом топливе с содержанием серы до 3,5 %

При содержании в топливе серы до 0,2 % дизелям этих же тепловозов положены масла М-14Б<sub>2</sub> и М-12Б<sub>2</sub>. Поскольку в этом топливе меньше серы, то ВНИИ НП-360 добавлено 4 %, а ПМС-200А также 0,003 % по массе.

В марках масла числа 12 и 14 показывают кинематическую вязкость в  $10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (в системе мер МКСС в сантистоксах, сокращенно сСт) при 100 °С.

Форсировкой дизеля называют способы получения из цилиндра того же объема большей мощности. Такими способами являются повышение частоты вращения коленчатого вала и степени сжатия, наддув дизелей, организация двухтактного рабочего процесса. В форсированном дизеле всегда выше температура и давление в цилиндрах. Следовательно, для поддержания режима жидкостного трения требуется более вязкое с более стабильными свойствами масло. Для достижения этого в масло вводят присадки лучшего качества или те же, но в увеличенном количестве.

Первым показателем качества масел является вязкость, затем показатели агрессивности (кислотное число, содержание водорастворимых кислот и щелочей, коррозионность), температуры вспышки и застывания, коксуемость, зольность, мехпримеси и вода.

Дизели тепловозов с гидропередачей мощности обычно смазываются остаточными авиационными маслами МК-22, МС-20, где К – кислотной очистки, С – селективной очистки, 20 и 22 – кинематическая вязкость в  $10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с при 100 °С.

В гидропередачи заливают турбинное масло Т22, где оно является рабочей жидкостью и смазкой подшипников и зубчатых колес.

Для тормозных компрессоров локомотивов в летнее время и стационарных компрессоров высокого давления применяется компрессорное масло КС-19 (С – селективной очистки, 19 – вязкость в  $10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с при 100 °С). Компрессорные масла смешанные.

Для локомотивных компрессоров в зимнее время и стационарных компрессоров низкого и среднего давления используют компрессорное масло К-12. Компрессорные масла имеют высокую температуру вспышки: К-12 не ниже 216 °С, а КС-19 не ниже 270 °С. Для сравнения – у дизельных масел она равна 200 °С. Объясняется это тем, что масло проникает в цилиндры компрессора, где испаряется в сжимаемый воздух. Если при этом пары воспламятся, как топливо в дизеле, то резко увеличивается давление сверх расчетного. Это приводит к аварии компрессора или его воздухопроводов. Высокая температура вспышки предотвращает это.

*Осевые масла* выпускают трех марок: Л – летнее, З – зимнее, С – северное. Л и З представляют смеси мазута с соляровым дистиллятом, а С – смесь трансформаторного дистиллята с мазутом.

Масло летнее применяется при положительных температурах. Зимнее имеет температуру застывания не выше минус 40 °С, а северное – не выше минус 55 °С. Кроме этого, регламентируются вязкость, температура вспышки, отсутствие воды, мехпримесей и водорастворимых кислот и щелочей.

Осевое масло заливается в буксы вагонов с подшипниками скольжения, скользящие опоры кузова на раму тележки и другие поверхности экипажа. На тепловозах и моторвагонном подвижном составе осевое масло заправляется в моторно-осевые подшипники ТЭД, в буксы с подшипниками скольжения, в опорно-возвращающие устройства тележек, шкворневые ванны и другие поверхности трения в экипаже. На электровозах осевым маслом смазываются те же узлы, при отсутствии индустриального масла, положенного по карте смазки.

*Трансформаторное масло* применяют как диэлектрик и среду, охлаждающую обмотки электровозных понижающих трансформаторов, стационарных трансформаторов тяговых подстанций, ремонтных депо и предприятий промышленности.

Так, на электровозах напряжение понижается от 25000–27000 В в контактом проводе до 950–1500 В на тяговых электродвигателях. От обмоток трансформатора масло сильно нагревается. Охлаждается оно воздухом. В стационарных трансформаторах масло циркулирует через охлаждающее устройство под действием естественных подъемных сил, в электровозных – принудительно под действием насоса.

Выпускается несколько марок трансформаторных масел с введением антиокислительной присадки от 0,2 до 0,3 % или без нее.

В трансформаторном масле регламентируются вязкость (текучесть), показатели агрессивности, отсутствие воды, мехпримесей, серы, температуры вспышки и застывания.

Контроль качества масла в трансформаторах ведется периодически. Отобранную пробу подвергают лабораторному анализу на вязкость, температуру вспышки, кислотное число и пробивное напряжение. Последнее определяют на специальной установке между двумя плоскими электрода-

ми в масле на расстоянии друг от друга в 21 мм. У свежего сухого масла пробивное напряжение составляет 50–60 кВ, браковочный эксплуатационный показатель 25–26 кВ. Забракованное масло сливают и сушат от влаги нагревом до 100–110 °С, после чего возвращают в трансформатор. Существуют вакуумные способы выпаривания воды из масла при более низких температурах непосредственно в трансформаторе. Масло обводняется конденсацией атмосферной влаги и внутренними реакциями под действием катализаторов (металлов), нагрева и плотных электромагнитных полей.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как получают масла?
2. Какие присадки вводят в масла?
3. Поясните роль масла в подшипнике скольжения.
4. Назовите группы масел для ДВС.
5. Назовите марки промышленных масел.
6. Какие марки масел применяют для дизелей тепловозов?
7. Какие применяют масла для тормозных и стационарных компрессоров?
8. Что вам известно об осевом масле?
9. Где и с какой целью применяют трансформаторное масло?

*Рекомендуемая литература:* [2, 8].

## 6. СМАЗКИ

Применяют смазки в подшипниках качения и других узлах трения, где смазка маслом невозможна. В подшипнике качения смазка предотвращает износ сепараторов и колец. Металл колец под действием бегущих шариков или роликов деформируется, как и сами шарики или ролики, что приводит к их активному нагреву с последующей потерей упругости и остаточной деформацией металла. Смазка же волочится за телами качения, покрывает горячие поверхности металла и способствует его охлаждению, чем предотвращает остаточную деформацию. Кроме того, она снижает трение скольжения в пятне деформации тела качения и кольца. От нагрева смазка окисляется, стареет и твердеет, поэтому периодически ее освежают добавкой новой порции или заменяют полностью.

Смазки имеют общие для других нефтепродуктов и специфические показатели качества. Одним из них является температура каплепадения  $t_{к.п.}$ , °С. Это температура, при которой смазка приобретает текучесть и стекает с поверхности или вытекает из узла, теряя свое назначение.

Различают смазки универсальные и специальные. Выпускают три вида универсальных смазок: вазелины, солидолы и консталины.

*Вазелины* получают загущением горячего индустриального масла парафином или церезином. Парафин не растворяется водой, поэтому вазелины водостойки. Вазелины обозначают УН – универсальная низкоплавкая смазка ( $t_{к.н}$  ниже 50 °С). Вазелином смазывают негреющиеся подшипники и поверхности трения, а также поверхности для предупреждения их коррозии.

*Солидолы* получают загущением индустриальных масел кальциевым мылом: индустриальное масло + (хлопковое масло +  $Ca(OH)_2$ ) = солидол.

Хлопковое масло – это органическая жирная кислота, которая взаимодействует со щелочью ( $Ca(OH)_2$ ) и образует натриевое мыло, достаточно водостойкое. Солидол УС-1 (универсальная среднеплавкая смазка) содержит 9–10 % кальциевого мыла, а УС-2 – порядка 11–13 %, поэтому он более густой.  $t_{к.н}$  УС-1 =  $t_{к.н}$  УС-2 = 75 °С. Солидолом смазывают умеренно греющиеся подшипники и поверхности.

*Консталины* получают также из индустриальных масел, но на базе натриевого мыла, для чего  $Ca(OH)_2$  заменяют на  $NaOH$ . Натриевое мыло тугоплавкое, поэтому консталин применяют для очень горячих подшипников и поверхностей. Универсальная тугоплавкая смазка  $t_{к.н}$  УТ-1 равна 130 °С, а  $t_{к.н}$  УТ-2 – 150 °С. Консталины – не водостойкие смазки.

Из специальных смазок отметим две.

*Смазка ЖРО* – для смазки тяжело нагруженных подшипников качения: буксовых, опорных подшипников якорей генераторов, якорей ТЭД, вспомогательных машин;  $t_{к.н}$  ЖРО равна 175 °С. Получают ЖРО по схеме: индустриальное масло + (олеиновая кислота + стеариновая кислота + осерненное касторовое масло +  $LiOH$ ) = ЖРО.

Как видно, в смазке ЖРО три литиевых мыла: олеиновое, стеариновое и касторовое. В качестве антиокислителя вводится дифениламин.

*Смазка ЖТ-79Л* – для смазывания всех внутренних деталей пневматической тормозной системы. Эта смазка также литиевая. Обеспечивает работоспособность узлов трения в интервале температур от –60 до +95 °С. Кроме указанных, выпускается много других железнодорожных смазок специального назначения.

Для хранения нефтепродуктов в каждом основном и оборотном локомотивном депо имеется склад топлива, масел и смазок. Склад имеет емкости для жидких нефтепродуктов, в которые они доставляются в железнодорожных цистернах. Смазки обычно поступают в более мелкой заводской таре. Склад имеет трубопроводы и насосное хозяйство для перекачки продуктов между резервуарами и подачи их к экипировочным устройствам на территории депо, станционных путях или в самом депо. Контроль качества прибывающих нефтепродуктов, хранящихся на складе и выдаваемых на локомотивы, осуществляют химико-технологические лаборатории депо, работающие под руководством дорожной химико-технологической лаборатории. Руководствуются лаборатории в своей работе государственными стандартами и инструкциями Главного управления локомотивного хозяйства.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каково назначение смазок в подшипниках качения?
2. Как получают и где применяют вазелины?
3. Как получают и где применяют солидолы?
4. Как получают и где применяют консталины?
5. Как получают и где применяют ЖРО?
6. Как получают и где применяют ЖТ-79Л?

Рекомендуемая литература: [2, 7, 8, 9].

## 7. ВОДА

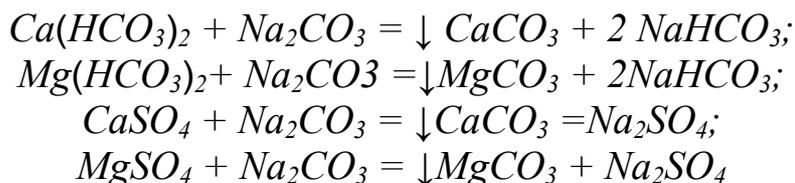
Природная вода содержит все растворимые соли, имеющиеся в грунте. При применении воды в технических устройствах внимания заслуживают соли, образующие на поверхностях оборудования отложения (накипь), и соли, вызывающие коррозию металлов.

Соли, вызывающие образование накипи, называют солями жесткости. Это соли кальция (*Ca*) и магния (*Mg*): бикарбонаты ( $Ca(HCO_3)_2$ ) и ( $Mg(HCO_3)_2$ ), хлориды ( $CaCl_2$ ) и ( $MgCl_2$ ), сульфаты ( $CaSO_4$ ) и ( $MgSO_4$ ), силикаты ( $Ca(HSiO_3)_2$ ). От природы соли кальция и магния имеют отрицательную растворимость, т. е. чем горячее вода, тем меньше они в ней растворяются. В результате уже при малой концентрации в растворе, выпав на горячую поверхность, обратно в раствор они не возвращаются, образуя увеличивающийся по толщине слой накипи. Общая жесткость воды  $J_0$  складывается из карбонатной  $J_k$  и некарбонатной  $J_{н.к}$  жесткости. Карбонатная (временная) жесткость обусловлена наличием карбонатов. При нагреве они легко распадаются по схемам:



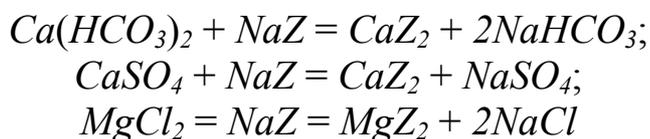
$CaCO_3$  и  $MgCO_3$  в воде нерастворимы, поэтому выпадают в осадок. Все другие соли *Ca* и *Mg* создают некарбонатную (постоянную) жесткость. При подготовке воды жесткость устраняют осаждением и катионированием.

Осаждение сводится к введению в воду кальцинированной соды  $Na_2CO_3$ :



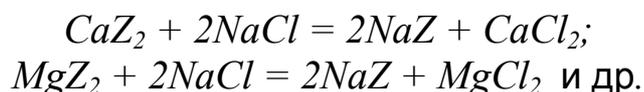
и другие реакции с образованием нерастворимых осадков  $CaCO_3$  и  $MgCO_3$ .

*Катионитовый* способ заключается в пропуске воды сверху вниз через *Na*-катионитовый фильтр. Катионит готовят обработкой крошки из каменного угля серной кислотой, а затем поваренной солью (*NaCl*), вносящей в катионит натрий (*Na*). Сложное вещество катионита записывают как *NaZ*, где *Z* – остальная часть молекулы катионита. Умягчение воды протекает по следующим реакциям:



и другим реакциям задержания *Ca* и *Mg* в катионите.

Здесь катионит связывает *Ca* и *Mg* воды, а взамен образуются в воде натриевые соли, и накипь не отлагается. После истощения натрия в катионите через его слой сверху вниз пропускают раствор поваренной соли, и катионит восстанавливается по натрию:



Образующиеся *CaCl<sub>2</sub>* и *MgCl<sub>2</sub>* направляются с водой в дренаж. При своевременном и полном восстановлении катионита фильтр без замены может работать до десяти лет (приложение, рис. 5).

*Коррозийное* воздействие солей объясняется тем, что при растворении они диссоциируют на положительно и отрицательно заряженные ионы. Катионы: *Ca<sup>+2</sup>*, *Na<sup>+</sup>*, *Mg<sup>+2</sup>*, *Fe<sup>+2</sup>*, *H<sup>+</sup>* и др. Анионы: *HCO<sup>-</sup>*, *SO<sub>3</sub><sup>-2</sup>*, *Cl<sup>-</sup>*, *OH<sup>-</sup>* и др. Катионы *H<sup>+</sup>* придают воде кислую коррозионно-опасную реакцию. Анионы *OH<sup>-</sup>* придают воде щелочную неагрессивную реакцию. Если число ионов *H<sup>+</sup>* и *OH<sup>-</sup>* одинаково, вода имеет нейтральную реакцию. Кроме кислой реакции воды коррозию вызывают ионы *SO<sup>-2</sup>* и *Cl<sup>-</sup>*.

Для предотвращения коррозионного действия воды в нее добавляют каустик (*NaOH*), тринатрийфосфат (*Na<sub>3</sub>PO<sub>4</sub> · 12H<sub>2</sub>O*) и нитрит натрия (*NaNO<sub>2</sub>*). *NaOH* создает избыток ионов *OH<sup>-</sup>*, делая воду щелочной, а тринатрийфосфат и нитрит натрия образуют на смоченных поверхностях металла защитную пленку, изолирующую металл от контакта с агрессивными компонентами воды. В воду для дизелей с той же целью дополнительно добавляют хромпик (*K<sub>2</sub>Cr<sub>2</sub>O<sub>7</sub>*). В присутствии указанных компонентов накипь, образовавшаяся ранее, разрушается.

Кроме солей в воде растворены газы, в том числе *O<sub>2</sub>*, *CO<sub>2</sub>* и *H<sub>2</sub>S*, обладающие активным коррозионным действием. Для их удаления воду нагревают паром до 100–110 °С в емкостях, которые называются деаэраторами.

В поверхностных и грунтовых водах Дальнего Востока содержится много растворенных соединений железа. Ионы железа легко окисляются с образованием хлопьевидных окислов, взвешенных в воде. Они загрязняют поверхности и забивают каналы малого сечения. Поэтому воду подвергают обезжелезиванию, смешивая ее поток с потоком сжатого компрессором воздуха с последующим выходом в резервуар-отстойник. Воздух удаляется в атмосферу, а окислы оседают на дно резервуара. Вода с остатками неосевших окислов подается насосом в фильтр, из которого, обезжелезенная, она поступает в *Na*-катионитовую установку для умягчения (удаления ионов *Ca* и *Mg*) и далее – в деаэратор для дегазации (удаления  $O_2$  и  $CO_2$ ) (приложение, рис. 6). Очищенная вода поступает затем в технические установки.

Количество химических добавок к воде, начало и конец регенерации фильтров, сроки замены воды дизелей определяет химико-технологическая лаборатория депо или иного предприятия, которая ориентируется на результаты анализа проб воды, взятых из соответствующих аппаратов технических устройств.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие соли называют солями жесткости?
2. В чем сущность известкования воды?
3. В чем сущность *Na*-катионирования воды?
4. Как нейтрализуют кислотность воды и контакт ее агрессивных компонентов с поверхностью металла?
4. Как удаляют из воды коррозионно-опасные газы?

*Рекомендуемая литература:* [1, 3, 4].

## 8. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛОКОМОТИВАМИ

### 8.1. Влияние угла опережения впрыска топлива и регулировки клапанов на теплоиспользование в дизеле

Моменты впрыска топлива, открытия и закрытия впускных и выпускных клапанов задаются углом поворота кривошипа коленчатого вала (п.к.в). На рис. 3 приведены схемы трех индикаторных диаграмм четырехтактного дизеля (приложение, рис. 1). Индикаторная диаграмма показывает изменение давления газов в цилиндре дизеля в течение четырех ходов поршня, или одного рабочего цикла.

Как следует из курса термодинамики, площадь диаграммы 623456 показывает полезную работу, выполненную газами за цикл. Диаграмма складывается из ряда процессов.

0–1 – процесс впуска в цилиндр сжатого нагнетателем воздуха, через впускной клапан. При этом впускной клапан открывается не в точке 0, а с опережением в точке *a*, т. е. раньше, чем начинается впуск. Опережение составляет 40–60° п.к.в до ВМТ. Угол опережения зависит от частоты вращения коленчатого вала – чем больше частота вращения, тем больше угол опережения. В момент точки 0 клапан уже существенно открыт, что способствует лучшему наполнению цилиндра воздухом на такте всасывания.

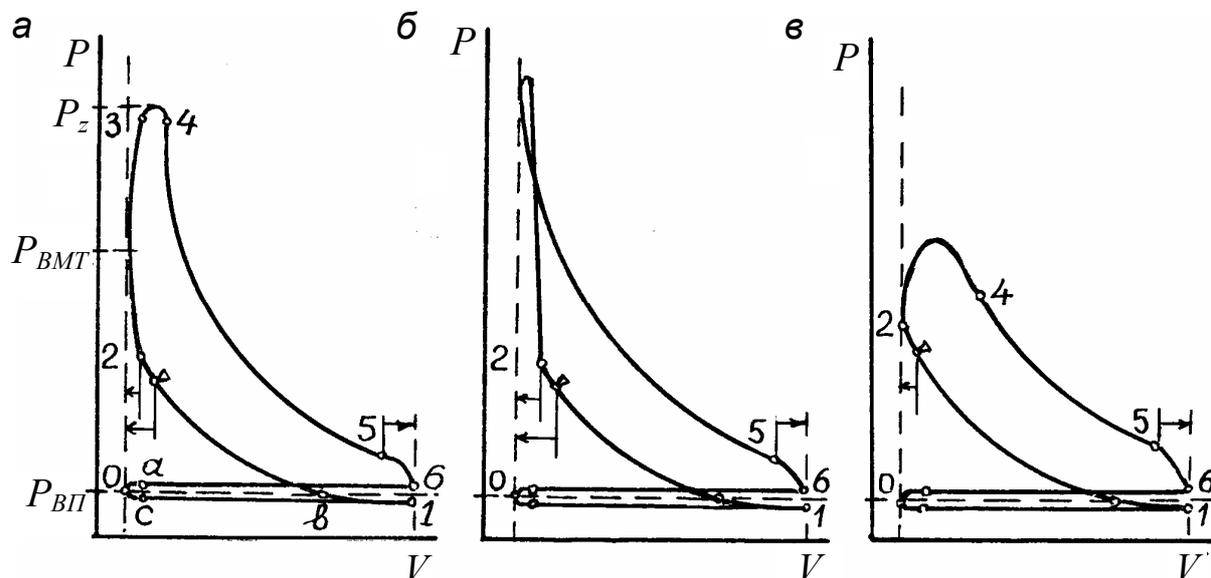


Рис. 3. Схемы индикаторных диаграмм четырехтактного дизеля: а – при нормальном опережении подачи топлива; б – при очень ранней подаче топлива; в – при поздней подаче топлива

Закрывается впускной клапан не в точке 1, а в точке *в* уже при сжатии, т. е. с опозданием. Запаздывание закрытия составляет 30–50° п.к.в после НМТ. В процессе 1–*в* воздух продолжает поступать в цилиндр, и в точке *в* в цилиндре его оказывается больше, чем было в точке 1. Большее количество воздуха позволяет увеличить подачу топлива, что повышает температуру газов в цилиндре. При этой температуре молекулы газообразных продуктов сгорания двигаются с большей скоростью и с большей энергией ударяют в поршень. Это приводит к росту давления на поршень, повышению мощности дизеля и его экономичности, т. е. снижению расхода топлива на 1 кВт мощности.

Углы опережения впрыска топлива, опережения и запаздывания открытия и закрытия клапанов заданы в паспорте дизеля и должны строго выдерживаться.

1–2 – процесс сжатия воздуха поршнем. В момент точки *V* форсунка начинает подачу топлива, а в точке 2 оно загорается. Угол опережения впрыска топлива составляет 10–40° п.к.в до ВМТ. Продолжается впрыск 15–45° п.к.в и заканчивается в 5–10° п.к.в после ВМТ. На рис. 3, а обеспечен паспортный угол опережения впрыска топлива, и диаграмма имеет

большую площадь, а дизель – высокий кпд. На рис. 3, б и 3, в угол опережения подачи топлива установлен неверно, и теплота топлива превращается в работу в меньшем количестве. Мощность дизеля снижается, а расход топлива недопустимо возрастает.

2–3–4 – процесс сгорания топлива. В момент прихода поршня в ВМТ давление газов на поршень равно  $p_{ВМТ}$ , а в 5–10° п.к.в после ВМТ оно достигает максимального значения  $p_z$ .

4–5 – процесс расширения газообразных продуктов сгорания топлива. В точке 5 с опережением в 40–60° п.к.в до НМТ открывается выпускной клапан.

5–6 – процесс предварительного выпуска газов из цилиндра через выпускной клапан. Если клапан открыть раньше, точка 5 сместится влево, а процесс 5–6 пройдет ниже, чем на рис. 3, а. Площадь диаграммы при этом уменьшается. Если открыть клапан позже, газы не успеют выйти, и точка 6 будет выше, а процесс 6–0 пройдет выше нормального процесса 6–0 на рис. 3, а, т. е. площадь диаграммы также уменьшится. Как видно, изменение угла опережения открытия выпускного клапана в любую сторону снижает показатели рабочего процесса дизеля.

6–0 – процесс вытеснения поршнем газов, оставшихся после предварительного выпуска. Из точки 0 начинается новый цикл. При этом в точке 0 впускной клапан существенно открыт (начинает открываться в точке а), а клапан выпускной еще открыт (закроется в точке с). Одновременно открытое положение клапанов в конце цикла необходимо для удаления газов из камеры сжатия, в которую поршень не входит. Сжатый воздух входит в камеру через уже приоткрытый впускной клапан и вытесняет газы из камеры сжатия через еще не закрытый выпускной клапан. В результате в воздухе, вновь всасываемом в цилиндр, нет остатков газообразных продуктов сгорания топлива. В чистом сжатом воздухе топливо сгорает быстро и полностью, создавая высокое давление на поршень и нормальную мощность при хорошем теплоиспользовании. Сдвиг точек а и с от их нормального положения снижает качество очистки камеры сжатия от газов и показатели эффективности рабочего процесса дизеля.

У двухтактных дизелей с петлевой продувкой цилиндров превращение теплоты в работу зависит только от угла опережения подачи топлива, так как здесь фазы впуска и выпуска не регулируются (приложение, рис. 2).

При прямоточно-щелевой продувке цилиндров двухтактного дизеля (приложение, рис. 3) на рабочий процесс оказывает влияние опережение впрыска топлива и угол опережения поворота нижнего коленчатого вала относительно верхнего вала.

При прямоточно-клапанной продувке цилиндров двухтактного дизеля (приложение, рис. 4) на его эффективность влияют угол опережения впрыска топлива и моменты открытия и закрытия выпускного клапана.

Контроль качества рабочих процессов топливной аппаратуры в эксплуатации осуществляют диагностическим комплексом на базе компьютера. Клапаны регулируются при капитальном ремонте дизелей и контролируются при

деповских ремонтах инструментально или электронными методами.

Кроме регулирования фаз газораспределения (углов открытия и закрытия клапанов) большое значение имеет правильный выбор зазора между хвостовиком клапана и коромыслом. При работе дизеля клапаны (особенно выпускные) омываются газами с высокой температурой, что вызывает их удлинение из-за температурного расширения. Поэтому зазор выбирается с учетом теплового удлинения клапана. Такой зазор называется «тепловым». Неправильный выбор «теплового» зазора приводит к неплотному прилеганию клапанов к посадочным поверхностям. Неплотность прилегания клапанов вызывает снижение экономичности на 5–7 %. Регулировку и контроль зазоров в механизме газораспределения при ремонтах должны выполнять на прогретом дизеле.

Также при ремонте необходимо регулировать и контролировать величину степени сжатия. Различие в степени сжатия от нормативной на 0,2 единицы приводит к снижению экономичности до 4 %.

## **8.2. Перевод тепловозов и других самоходных машин на четырехтактные дизели**

В двухтактных дизелях продукты сгорания топлива, оставшиеся в цилиндре, вытесняются сжатым воздухом. При этом часть газов смешивается с воздухом, часть не успевает покинуть цилиндры из-за малого времени продувки. В воздухе, разбавленном продуктами сгорания топлива, процесс сгорания замедляется, что снижает максимальную температуру в цилиндре, давление на поршни и мощность дизеля, повышает расход топлива. При сгорании той же порции топлива теплота используется в двухтактном дизеле хуже, чем в четырехтактном. Переход на четырехтактные дизели снижает расход транспортом жидкого топлива. В связи с этим при выполнении капитального ремонта тепловозов в локомотиворемонтных заводах, например Уссурийском, двухтактные дизели типа 10Д100 тепловозов ТЭ10 заменяют на четырехтактные дизели типа Д49.

## **8.3. Нормальное содержание систем и узлов дизеля**

Рассмотрим несколько факторов, влияющих на теплоиспользование в дизеле.

1. При загрязнении воздушных фильтров увеличивается их сопротивление и ухудшается воздухообеспечение цилиндров. Поэтому своевременная промывка и продувка сжатым воздухом сетчатых и инерционно-масляных фильтров, замена фильтрующих элементов других воздушных фильтров способствуют нормальному теплоиспользованию в дизелях.

2. При изношенных поршнях и поршневых кольцах масло из картера в большом количестве проникает в рабочий объем цилиндров дизеля, отку-

да выбрасывается в выпускную систему дизеля, способствуя интенсивному отложению нагара. Нагар сужает проходное сечение выпускных каналов, отлагается на сопловых и рабочих лопатках турбины турбокомпрессора. Обороты ротора турбокомпрессора снижаются, ухудшая воздухообеспечение цилиндров дизеля. При этом для поддержания заданных оборотов вала дизеля его регулятор увеличивает подачу топлива, чем усугубляет недостаток воздуха в цилиндрах и приводит к перерасходу топлива.

Износ поршней и их колец вызывает утечку воздуха и газов из цилиндров в картер дизеля, что снижает эффективные показатели его работы.

Износ деталей цилиндропоршневой группы вызывает снижение экономичности работы дизеля до 7–9 %, а закоксовывание поршневых колец сопровождается увеличением расхода масла на «угар» до 15 %.

3. Ротор турбокомпрессора дизеля опирается на два подшипника скольжения и вращается с частотой от 17 до 60 тыс. оборотов в минуту. При таких оборотах насосное действие вала в подшипниках столь велико, что подводимого к ним масла может оказаться недостаточно. Подшипники быстро изнашиваются, трение увеличивается, а обороты ротора снижаются, ухудшая воздухообеспечение цилиндров.

4. Так же отрицательно сказывается на работе турбокомпрессора загрязнение внутренних поверхностей корпуса охлаждающей его водой. Плохое охлаждение корпуса приводит к излишнему нагреву компрессора. При этом повышается температура и уменьшается плотность сжимаемого им воздуха. Производительность турбокомпрессора снижается, воздухообеспечение цилиндров ухудшается.

5. Перед подачей в цилиндры дизеля воздух охлаждается водой. Если поверхности воздухоохладителя загрязнены как со стороны охлаждающей воды, так и со стороны охлаждаемого воздуха, в цилиндры поступает горячий воздух с низкой плотностью. Повышение температуры воздуха, наполняющего цилиндры, на 10 °С ухудшает экономичность дизеля на 0,85 %.

6. Особенно нежелательно отложение нагара на поверхностях продувочных и выпускных окон цилиндров двухтактных дизелей. Так, нагар толщиной 2 мм на поверхности выпускных окон уменьшает их сечение, ухудшает продувку цилиндров и увеличивает расход топлива на 10–15 кг/ч.

Уменьшение площади проходных сечений выпускных окон цилиндрических втулок дизеля 10Д100 на 20 % снижает экономичность работы на режиме номинальной мощности на 10 %, а уменьшение на 40 % снижает экономичность на 18 %.

Также вызывает снижение экономичности до 4–6 % повышенное отложение нагара в камере сгорания.

7. Температура воды и масла дизеля не должна выходить за пределы паспортных значений. Слишком охлажденная вода увеличивает потери теплоты на ее нагрев в системе охлаждения дизеля. Холодное масло, как

и слишком горячее, увеличивает потери энергии на преодоление сил трения в механизмах дизеля.

8. Поверхности теплообменников охлаждения воды дизеля, воды, охлаждающей масло и сжатый воздух, размещенные в холодильной камере тепловоза, должны быть чистыми. Пластины оребрения теплообменников – не загнутыми, а каналы между ними – свободными от загрязнений. Внутренние поверхности трубок теплообменников не должны быть загрязнены отложениями, а сечение трубок не забито отложениями. При загрязненных секциях вентилятор холодильника работает на повышенных оборотах, поглощая значительную часть мощности дизеля. Чтобы исключить загрязнения водяной системы дизеля отложениями, воду для дизелей готовят специально. Берется конденсат пара из котельной депо, в который вводятся антикоррозийные присадки: тринатрий фосфат, нитрит натрия, хромпик и каустическая сода. Не разрешается доливать воду в систему дизеля из случайных источников. Качество воды дизелей контролирует химлаборатория депо. Недопустимо появление в воде дизеля нефтепродуктов. Они снижают теплопроводность загрязнений и увеличивают их стойкость к реагентам, применяемым для промывки системы охлаждения дизелей.

Рост гидравлического сопротивления воздушных фильтров, загрязнение поверхностей теплообмена холодильника наддувочного воздуха и корпуса турбокомпрессора, повышенные отложения нагара на продувочных окнах и износ цилиндропоршневой группы приводят к уменьшению массы заряда воздуха в цилиндрах и, как следствие, снижению давления воздуха в конце сжатия. Уменьшение давления в конце сжатия воздуха на 10 % вызывает снижение экономичности до 5 %.

9. Прямое влияние на расход топлива дизелем оказывает плотность плунжерных пар топливных насосов, плотность посадки игл форсунок. При изношенных плунжерных парах изменяются угол опережения и закон подачи топлива. При неплотной посадке игл форсунок наблюдается подтекание форсунок и образование нагара на внешней поверхности распылителей. Нагар сужает угол раскрытия факела, чем ухудшает использование воздуха цилиндра в процессе сгорания, усиливает сажеобразование и неполное сгорание топлива.

Увеличение зазоров в плунжерной паре топливного насоса высокого давления или в топливной форсунке сопровождается снижением экономичности работы дизеля на 2,0–2,5 %.

#### **8.4. Влияние эксплуатационных факторов на расход топлива тепловозами**

Расход дизельного топлива нормируется в килограммах на десять тысяч тонно-километров ( $10^4$  ткм), а расход электроэнергии электровозами в киловатт-часах на  $10^4$  ткм грузовой работы. При этом в расчет массы по-

езда входят массы грузов и вагонов без локомотива. Расход топлива и электроэнергии на грузовую, пассажирскую и маневровую работу локомотивов определяется расчетом по утвержденным методикам. Однако всегда имеется возможность снижения заданного расхода, которая зависит от опыта машинистов локомотивов, диспетчеров, руководящих движением поездов, и содержания пути и искусственных сооружений работниками путевого хозяйства.

1. Основной источник экономии топлива – вождение поездов с высокой скоростью, разрешенной на данном участке обращения локомотивов. При высокой скорости поезд имеет большой запас кинетической энергии, позволяющей проходить значительную часть подъемов пути по инерции, без затрат топлива. Так, при крутизне подъема в 7 ‰ и его длине 4,5 км, массе поезда 3000 т и скорости входа 50 км/ч за счет инерции вывозится 25 % массы поезда, при 60 км/ч – 35 %, при 70 км/ч – 50 % массы поезда и 50 % за счет энергии топлива. То же происходит и на расчетном подъеме.

2. Не следует без необходимости переключать позицию контроллера машиниста, так как при новой позиции подача топлива в цилиндры меняется быстро, а соответствующая подача воздуха нагнетателем устанавливается значительно позже. В период неустановившегося режима работы дизеля наблюдается неэффективное сгорание топлива и его перерасход.

3. Расход топлива зависит от умения машиниста тормозить поезд. Раннее торможение увеличивает время движения, а слишком интенсивное – излишне понижает скорость. В среднем на восстановление скорости поезда после торможения затрачивается 30 кг топлива. Правильная регулировка тормозной передачи, исправное состояние тормозных аппаратов обеспечивают полный отпуск тормозов после торможения, уменьшают расход сжатого воздуха и топлива на привод компрессора, снижают расход энергии на ведение полностью расторможенного поезда.

4. Ввиду разной квалификации машинистов локомотивов разрабатываются маршрутные карты вождения поездов. В них указываются позиции контроллера, скоростной режим, режим торможения при ведении поезда по каждому участку пути следования. Режимные карты – эффективное средство сокращения расхода топлива и электроэнергии на поездную работу локомотивов.

5. Большой перерасход топлива и электроэнергии вызывают вынужденные остановки на красный свет проходных светофоров и входных светофоров станций. На трогание и разгон поезда затрачивается 45–50 кг топлива.

6. При вождении порожних вагонов дизели локомотивов недогружены и работают в неэкономичном режиме. Поэтому все меры, связанные с сокращением пробега с порожними вагонами, ведут к снижению расхода топлива и электроэнергии. Следует иметь в виду, что электроэнергия тоже получена в основном из тепловой энергии топлива, но сгоревшего не на локомотиве, а в топках паровых котлов тепловых электростанций. Сокра-

щение расхода электроэнергии уменьшает подачу топлива в топку котлов электростанций и ведет к его экономии.

7. Большие непроизводительные расходы топлива обусловлены работой дизелей тепловозов при отстое в зимнее время. Для их устранения предложено много вариантов поддержания теплового режима дизелей при отстое в зимнее время, однако дизели продолжают холостую работу с затратой топлива. В среднем затраты топлива на прогрев при отстое составляют 6–8 % от затраты топлива на тягу поездов.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как влияет на теплоиспользование в дизеле угол опережения подачи топлива?

2. Как влияет регулировка клапанов на теплоиспользование в дизеле?

3. Почему с позиции лучшего теплоиспользования предпочтительны четырехтактные дизели?

4. Как влияет на теплоиспользование в двигателе:

– загрязнение воздушных фильтров;

– износ поршней и поршневых колец;

– недостаточный подвод масла к подшипникам турбокомпрессора;

– недостаточное охлаждение корпуса турбокомпрессора;

– загрязнение поверхностей радиаторов охлаждения воды дизеля, масла и воздуха;

– перекрытие нагаром продувочных и выпускных окон, каналов выпускных и впускных клапанов;

– отклонение от нормы температур охлаждающей воды и масла;

– износ плунжерных пар и игл форсунок?

5. Как влияет на расход топлива дизелями тепловозов:

– скорость вождения поездов;

– частая смена позиций контроллера машиниста;

– умение тормозить поезд;

– применение маршрутных карт ведения поезда;

– закрытое положение проходных светофоров и входных светофоров станций;

– неполная загрузка вагонов и нерациональные перевозки порожних составов;

– холостая работа дизелей при отстое тепловозов зимой?

*Рекомендуемая литература:* [4, 7, 10].

## 9. АНТИФРИЗЫ

Антифризом называют незамерзающую жидкость для охлаждения двигателей внутреннего сгорания. Она представляет раствор этиленгликоля ( $\text{HOCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$ ) в дистиллированной воде.

Антифризы не применяются для охлаждения дизелей тепловозов ввиду большого объема их системы охлаждения и соответственно значительных затрат на приобретение антифризов. Они используются для охлаждения автотракторных двигателей. Выпускают простой антифриз марок 40 и 65 и ТОСОЛ марок А40 и А65. Цифры показывают начало кристаллизации этиленгликоля: соответственно  $-40$  и  $-65$  °С. При полной кристаллизации антифриз превращается в кашу, объем которой меньше объема жидкого антифриза. Поэтому блоки цилиндров и радиаторы не разрушаются, как при замерзании обычной охлаждающей воды.

Базовые растворы А40 и 40 содержат одинаковое количество этиленгликоля, как одинаковы А65 и 65. Отличаются они количеством и наименованием присадок. Так, в обычные антифризы 40 и 60 вводят дикстрин, защищающий от коррозии цветные металлы системы охлаждения, и динатрийфосфат, предохраняющий от коррозии чугунные блоки цилиндров. Антифриз 40 – жидкость прозрачная, а 65 (бывает 50) окрашен в оранжевый цвет. В ТОСОЛЫ А40 и А65 добавляют дикстрин (от коррозии цветных металлов), антипенную присадку и дополнительную композицию антикоррозионных присадок для алюминиевых блоков цилиндров. ТОСОЛ А40 окрашен в голубой цвет, А65 – в красный.

Простые антифризы рекомендуются для ДВС с чугунными блоками, а ТОСОЛЫ – с алюминиевыми. Температура кипения обычных антифризов  $100$  °С, а ТОСОЛОВ –  $105$  °С. Смешивать простые антифризы с ТОСОЛАми не рекомендуется.

Антифризы имеют отношение к улучшению теплоиспользования в автотракторных двигателях, так как не образуют продуктов коррозии, загрязняющих охлаждаемые поверхности и перекрывающих трубки радиаторов. Износ деталей цилиндропоршневой группы происходит медленно, что способствует нормальному течению рабочих процессов в цилиндрах и теплоиспользованию ДВС. Антифриз изнашивается примерно через два года эксплуатации.

### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каков состав антифризов?
2. Назовите марки антифризов.
3. Как влияют антифризы на тепловые процессы в ДВС?

## 10. ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

### 10.1. Теплобалансовое испытание котлов

Паровые и водогрейные котельные установки работают на системы отопления жилых, административных и производственных зданий, а также обеспечивают теплотой различные технологические производственные процессы.

Тепловой баланс котла показывает, куда расходуется теплота сгоревшего топлива. Составляется баланс для одного килограмма топлива и имеет вид

$$Q_H^P = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (26)$$

где  $Q_H^P$  – теплота, которую может выделить один килограмм топлива, кДж/кг;  $Q_1$  – полезно использованная теплота, т. е. усвоенная котлом на образование пара, кДж/кг;  $Q_2$  – потери теплоты с горячими дымовыми газами в атмосферу, кДж/кг;  $Q_3$  – потеря теплоты от неполного химического сгорания топлива, кДж/кг (она имеет место, если в дымовых газах содержатся горючие компоненты  $CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  и др.);  $Q_4$  – потеря теплоты, кДж/кг, от механического недогорания топлива: частицы угля проваливаются в зольник через щели колосников (провал), пыль уносится из топки, не сгорев (унос), и недогоревший уголь в шлаке, оказавшийся в зольнике при чистке топки;  $Q_5$  – потеря теплоты на нагрев воздуха котельной от горячих поверхностей, кДж/кг;  $Q_6$  – потеря теплоты с горячим шлаком, кДж/кг. При сжигании газа и мазута  $Q_4$  и  $Q_6$  не имеют места.

Числовое значение составляющих теплового баланса устанавливается путем теплобалансового испытания котла. Затем разрабатываются мероприятия по снижению потерь  $Q_2$ ,  $Q_3$ ,  $Q_4$ ,  $Q_5$ , что повышает  $Q_1$ . Однако необходимость теплобалансового испытания котлов давно забыта, что усугубляет нерациональное использование топлива.

Теплотехническое испытание котла длится в течение одной рабочей смены, включая подготовительные и завершающие операции. По соответствующим приборам определяют:

- температуру пара  $t_n$ , °С;
- давление пара  $p_n$ , МПа;
- температуру питательной воды  $t_{n.в}$ , °С;
- температуру уходящих газов  $t_{yx}$ , °С;
- показания счетчика питательной воды  $D_n$ , кг;
- показание времени собственно испытания  $\tau$ , ч;
- показания счетчика газа или мазута:  $V_z$ , м<sup>3</sup>;  $M_m$ , кг;
- массу шлака в зольнике  $M_{ш}$ , кг.

Расход угля находят числом мерных емкостей и массой угля в одной емкости  $B$ , кг.

При испытании водогрейного котла регистрируют температуру воды до котла  $t_{e1}$  и после котла  $t_{e2}$ , расход воды  $W_e$ , температуру уходящих газов  $t_{yx}$ , температуру шлака  $t_{ш}$ , расход топлива. Расчет составляющих  $Q_i$  теплового баланса проводится по следующим формулам (даны для угля).

1. *Теплота сгорания топлива*  $Q_H^P$  вычисляется по формуле (10), при этом рабочая масса топлива определяется химическим анализом в лаборатории или по справочной горючей массе (5).

2. *Полезно используемая теплота*  $Q_I$ . Для парового котла

$$Q_I = \frac{D(h - h_{n.e})}{B} + \frac{Di(h' - h_{n.e})}{B \cdot 100}, \quad (27)$$

где  $D = D_n/\tau$  – паропроизводительность котла, кг/ч;  $h$  – энтальпия пара, кДж/кг;  $h'$  – энтальпия кипящей в котле воды, кДж/кг;  $h_{n.e}$  – энтальпия питательной воды, кДж/кг;  $i$  – количество воды, удаляемой из котла продувкой, %;  $B_q = B/\tau$  – расход топлива, кг/ч.

Для водогрейного котла

$$Q_I = M_e C_e (t_{e2} - t_{e1})/B, \quad (28)$$

где  $M_e = W_e/\tau$  – часовой расход воды через котел, кг/ч;  $C_e = 4,19$  – теплоемкость воды, кДж/кг. Кпд котла  $\eta_k = q_I = (Q_I / Q_H^P) 100$ , %. Кпд котла показывает, сколько теплоты топлива расходуется на получение пара или горячей воды.

3. *Потеря теплоты с уходящими дымовыми газами*  $Q_2$ . Сначала находят теоретически необходимый объем воздуха  $V_0$ . Анализом дымовых газов в аппарате газоанализаторе измеряют содержание в дымовых газах  $CO$ ,  $O_2$  и  $N_2$  в объемных процентах и вычисляют коэффициент избытка воздуха

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2 - 0,5CO}{N_2}}. \quad (29)$$

Рассчитывают объемный состав дымовых газов, выделяемых одним килограммом газа, м<sup>3</sup>/кг,

$$V_{CO_2} = 3,67 C^P / 100 \gamma_{CO_2},$$

$$\gamma_{CO_2} = 44/22,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$V_{H_2O} = (9H^P + W^P) / 100 \gamma_{H_2O},$$

$$\gamma_{\text{вод.пара}} = 18/22,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$V_{SO_2} = 2S^P / 100 \gamma_{SO_2},$$

$$\gamma_{SO_2} = 64/22,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$V_{O_2} = (\alpha - 1) V_0 \cdot 0,21;$$

$$V_{N_2} = \alpha V_0 \cdot 0,79 + N^P / 100 \cdot \gamma_{N_2}, \quad \gamma_{N_2} = 28/22,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$Q_2 = (V_{CO_2} \cdot C'_{mpCO_2} + V_{H_2O} \cdot C'_{mpH_2O} + V_{SO_2} \cdot C'_{mpSO_2} + V_0 \cdot C'_{mpCO_2} + V_{N_2} \cdot C'_{mpN_2}) t_{yx},$$

где  $C'_{mpi}$  – объемные средние изобарные теплоемкости, кДж/м<sup>3</sup>·К.

Потеря теплоты, %,  $q_2 = (Q_2 / Q_H^P) 100$ .

4. Потеря теплоты от химически неполного сгорания топлива  $Q_3$ .

Основным продуктом неполного сгорания угля является оксид углерода  $CO$ , %,

$$Q_3 = 126,5 V_{CF} CO, \quad (30)$$

где  $V_{CF}$  – объем сухих газов, м<sup>3</sup>/кг. Он представляет сумму объемов газов из п. 3 без  $V_{H_2O}$ .

Потеря теплоты, %,  $q_3 = (Q_3 / Q_H^P) 100$ .

5. Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива

$$Q_4 = M Q_H^P g / 100 B_u, \quad (31)$$

где  $M = M_{ш} / \tau$  – часовой выход шлака, кг/ч;  $g$  – процент угля в шлаке, определяется путем прокаливания пробы шлака в лабораторной печи.

Потеря теплоты, %,  $q_4 = (Q_4 / Q_H^P) 100$ .

5. Потеря теплоты с горячим шлаком

$$Q_6 = M C_{ш} t_{ш}, \quad (32)$$

где  $C_{ш} \approx 1$  – теплоемкость шлака, кДж/кг.

6. Потеря теплоты на охлаждение поверхностей топки и поверхностей котла (нагрев воздуха в котельной)

$$Q_5 = Q_H^P - (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_6), \quad (33)$$

$$q_5 = 100 - (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_6), \text{ \%}.$$

Теплобалансовое испытание котла необходимо для организации его экономичной работы.

## 10.2. Замена паровозных котлов

В ряде котельных установлены паровозные котлы. В стационаре их кпд не превышает 50–60 %, т. е.  $Q_I = (0,5-0,6) Q_H^p$ . Такие котлы необходимо заменить на новые двухбарабанные водотрубные котлы. Их паспортный кпд на угле составляет 80 %, на мазуте – 90 % и газе – 92 %. В эксплуатации эти значения зависят от уровня технического содержания и обслуживания, но всегда выше кпд паровозных котлов.

## 10.3. Перевод котлов в водогрейный режим

Паровые котлы предприятий готовят пар для нагрева воды в системе отопления производственных зданий и домов прилегающего района. Если котлы работают на угле, их целесообразно переводить с парового режима на водогрейный. Температура воды в водогрейном котле в этом случае не превышает 100 °С, а в паровом котле она кипит при 180–195 °С. Разница температур между греющими газами и водой в водогрейном котле на 85–100 °С выше, чем в паровом котле. Это обуславливает большую теплопередачу от газов к воде и лучшее теплоиспользование топлива. Для покрытия потребности в паре технологических процессов допустимо оставить один паровой котел. При этом избытки пара можно затратить на деаэрацию или дополнительный подогрев воды. Если все котлы переведены на водогрейный режим, то оборудуется вакуумная деаэрация воды для системы отопления. *Na*-катионитовая установка работает, как и при паровых котлах.

При сжигании газа или мазута переводить котлы на водогрейный режим нельзя. В этом случае нагрев поверхностей котла более интенсивный, а вода системы отопления обычно недостаточно чистая, что приводит к интенсивному отложению накипи. Необходимы фильтры-отстойники и механические фильтры для осветления такой воды даже при водогрейном режиме котла на угле.

## 10.4. Регулирование соотношения «топливо–воздух»

Особое значение в вопросе теплоиспользования имеет количество воздуха, подаваемого в топку котла. При недостатке воздуха увеличивается потеря теплоты от механической и химической неполноты сгорания угля. При сжигании мазута и газа недостаток воздуха приводит к образованию значительных количеств сажи (рыхлого углерода) и выбросу в атмосферу несгоревших газообразных углеводородов. Потери теплоты возрастают, а приток теплоты к воде котла уменьшается.

При значительном избытке воздуха топливо выгорает в пределах нормы, но избыточный воздух разбавляет продукты сгорания топлива, чем снижает

температуру в топке. Из уравнения теплопередачи от газов к воде котла, имеющего вид  $Q = k(T_2 - T_6)F\tau$ , видно, что уменьшение разности  $(T_2 - T_6)$  ведет к снижению  $Q$ . Кроме того, уменьшается величина коэффициента теплопередачи  $k$ . Теплоиспользование котлом снижается, а потери теплоты возрастают.

Для поддержания нормального соотношения «топливо–воздух» применяют химические и электронные газоанализаторы. С их помощью определяют содержание в дымовых газах на выходе из котла  $O_2$ ,  $CO$ ,  $N_2$  в объемных процентах. Затем проводят расчет коэффициента избытка воздуха  $\alpha$  по формуле

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2 - 0,5CO}{N_2}},$$

где 21 и 79 – объемный процент кислорода и азота в атмосферном воздухе.

Найденное значение  $\alpha$  сравнивается с его нормативным значением. Зависит последнее от типа колосниковой решетки топки, типа топки и вида топлива и дается в приложении к методическим указаниям по выполнению курсовой работы [13]. Регулируя расход воздуха и топлива, устанавливают нормальное значение  $\alpha$ . Воздух регулируется жалюзи на всасывании в воздухоподводящую машину или задвижками перед топкой. Наиболее рациональным было бы изменение производительности воздухоподводки путем изменения частоты тока, т. е. оборотов вращающего ее электродвигателя.

Для регулирования водного режима котлов,  $Na$ -катионитовых установок и воздушного режима их топок в котельной необходима химлаборатория.

При отсутствии газоанализатора следует ориентироваться на характер дыма, выходящего из трубы. Если дым белый, это сконденсировавшиеся пары воды, образовавшиеся из влаги топлива и сгорания водорода. Белый дым или отсутствие явного дыма может указывать на большой избыток воздуха, темный дым – на недостаток воздуха. Нормальное соотношение «топливо–воздух» – слабое потемнение дыма.

## 10.5. Регулирование расхода мазута

При сжигании угля и газа регулирование расхода топлива не имеет существенных особенностей. При сжигании мазута его подают к форсункам под давлением. В пределах сезона (осень, зима, весна) подачу топлива в топку корректируют уменьшением открытия вентиля перед мазутной форсункой. При переходе от сезона к сезону расход мазута регулируется тем же вентилем, что неверно. Расход топлива в октябре и ноябре, как и в марте – апреле, несравнимо меньше его расхода в декабре, январе и феврале. Поэтому регулирование расхода вентилем перед форсункой снижает

вместе с тем и давление мазута перед форсункой. Последнее ухудшает распыление и качество сгорания мазута. Нелогично сжимать мазут до давления 1–2,5 МПа, а затем снижать его перед форсункой до 0,5 МПа. Сезонное регулирование подачи мазута в топку должно вестись не вентилем, а заменой донышка распылителя форсунки на донышко с соответствующим сезонному расходу мазута отверстием.

## 10.6. Рециркуляция мазута

Излишние потери теплоты наблюдаются при нагреве мазута в складских и расходной емкостях до излишне высоких температур. Для нормальной работы топливоперекачивающих насосов достаточно иметь температуру мазута в 45–50 °С в течение всего года. При этом трубопроводы греющего пара или воды укладывают вместе с мазутопроводами в общей теплоизоляции. Это предупреждает застывание мазута в трубах при отсутствии его расхода.

Для подачи к форсункам мазут нагревают не ниже 100 °С по схеме: расходная емкость → насос высокого давления (не менее 1 МПа) → паровой нагреватель мазута → мазутопровод к форсункам → подпорный вентиль → расходная емкость. Расходной емкостью обычно бывает цистерна на 20 или 60 т мазута, которая пополняется из складских емкостей. Поэтому большая масса мазута в ней греется от 50 до 100 °С в течение многих часов. В это время форсунки распыляют излишне вязкий мазут. Распыление его грубое, сгорание неполное.

Поэтому целесообразно применение рециркуляции горячего мазута. Это значит, что схему мазутопроводов следует выполнить так: расходная емкость → насос высокого давления → паровой нагреватель мазута → мазутопровод к форсункам → подпорный вентиль → возвращение горячего мазута в насос высокого давления. В этом случае горячий мазут, не использованный форсунками котлов, идет не в расходную емкость, а после насоса в нагреватель. При этом в нагревателе греется мазут из расходной емкости в количестве, израсходованном форсунками, а не весь мазут, поданный насосом. Расход пара или воды на нагрев мазута существенно сокращается. В насосе высокого давления горячий мазут не закипит, как это бывает в водяных насосах, так как мазут представляет смесь тяжелых углеводородов, кипящих при температуре выше 360 °С (см. рис. 1).

## 10.7. Накипь

Наибольшие потери теплоты вызывает накипь, образующаяся на внутренних поверхностях труб котла. В состав накипи входят соединения кальция (*Ca*) и магния (*Mg*). Преимущественно это гипс ( $CaSO_4 \cdot H_2O$ ), сульфат кальция ( $CaSO_4$ ), кальцит ( $CaCO_3$ ), гидроксид магния ( $Mg(OH)_2$ ), силикаты ( $CaSiO_3$  и  $MgSiO_3$ ). Соли эти имеют отрицательную растворимость. Если дру-

гие соли с увеличением температуры воды растворяются в ней все в больших количествах, то указанные соли растворяются все хуже. Давление в котле равно 1–1,4 МПа, и вода кипит при 180–190 °С. В такой воде  $CaCO_3$  и  $Mg(OH)_2$  вообще не растворяются, а гипс и другие почти не растворяются. При выкипании воды концентрация этих солей быстро достигает предела растворимости и образуются мелкие взвешенные в воде кристаллы.

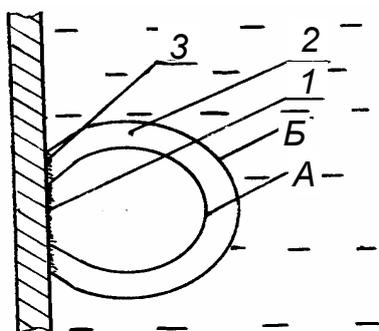


Рис. 4. Схема образования накипи: А – начальный объем пузырька пара; Б – конечный объем пузырька пара; 1 – поверхность котла; 2 – приращение объема пузырька; 3 – приращение отложений

При образовании пузырька пара объемом А (рис. 4) соли воды, перешедшей в пар, выпадают на поверхность 1. Когда объем пузырька возрастает до объема Б, соли из объема 2 выпадают на кольцевую поверхность 3. Отрыв пузырька сопровождается омыванием водой этих поверхностей и часть растворимых солей возвращается в воду, а нерастворимый осадок и часть растворимого остаются на поверхности. Пузырьки пара образуются непрерывно, поэтому толщина осадка увеличивается, достигая нескольких миллиметров. При плохом умягчении воды и высоком солесодержании котловой воды толщина накипи может достигнуть десятков миллиметров.

Теплопроводность накипи плохая. Коэффициент теплопроводности накипи  $\lambda = 0,116–0,232$  Вт/м·К, а у стали  $\lambda = 54$  Вт/м·К. Накипь активно уменьшает теплопередачу от газов к воде через стенки труб, увеличивая потери теплоты с дымовыми газами.

Удаление из воды  $Ca$  и  $Mg$  осуществляется в котельных  $Na$ -катионированием воды. Катионит задерживает  $Ca$  и  $Mg$ , заменяя их в солях жесткости натрием, делая эти соли растворимыми.

Полное удаление  $Ca$  и  $Mg$  возможно только при правильной организации водоснабжения котлов. Когда котлы испаряют в час 20–30 т воды, а конденсат не возвращается в котельную, невозможно проводить полную и своевременную регенерацию фильтров.

Переработка и недорегенерация фильтров ведет к питанию котлов плохо очищенной от накипеобразователей водой. При возврате основной массы конденсата фильтры подвергают регенерации раз в смену или сутки. Только тогда можно гарантировать качество умягчения воды.

## 10.8. Продувка котлов

В трубах кипяточного пучка, коротких и прямых, накипь почти не образуется. Это объясняется тем, что их сопротивление движению воды небольшое. Скорость воды соответственно высокая, и пузырьки пара смы-

ваются с поверхности труб при малом размере. Толщина отлагаемых солей при этом невелика, и они легко возвращаются обратно в воду.

В длинных изогнутых трубах топочных экранов вода течет медленнее. Пузырьки пара успевают вырасти до больших размеров и оставляют на трубах более плотный слой солей. Такой слой не успевает разрушиться водой к моменту появления нового пузырька, и накипь усиленно образуется. Кроме этого в экранных трубах вода выкипает более интенсивно. В накипь входят не только нерастворимые в воде соли, но и растворимые соли и взвешенные в воде механические образования. Снижается солесодержание воды путем периодической или непрерывной продувки котла. Общее солесодержание в котловой воде и режим продувки котлов определяет химико-технологическая лаборатория депо.

### 10.9. Паровое отопление цехов

В некоторых депо применяется паровое отопление цехов. При этом часть пароконденсатной смеси на выходе из труб системы отопления подвергают полной конденсации для обеспечения водой систем охлаждения дизелей тепловозов, а большая ее часть направляется в канализацию (дренаж). Теряется конденсат и значительное количество теплоты. Для устранения этого недостатка необходимо устанавливать в конце труб системы отопления поплавковые конденсатоотводчики, или конденсатные горшки (рис. 5).

В корпусе конденсатоотводчика установлен открытый поплавок 1 с запорной иглой 2.

При определенном уровне конденсата в корпусе горшка он переливается через край поплавка и наполняет его объем. При некотором уровне конденсата в поплавке он тонет и

открывает сточное отверстие 3 в крышке 4. Давлением пара конденсат из горшка вытесняется по каналу 5 в отводящий патрубок 6. Убыль конденсата приводит к всплытию поплавка и перекрытию сточного отверстия 3. В поплавке всегда есть конденсат, препятствующий доступу пара к отверстию 3.

Для удаления осадков из-под поплавка установлена перфорированная трубка 7 и вентиль 8. Стабильная работа горшков поддерживается ежедневной продувкой, открытием вентиля 8 и периодической очисткой со снятием крышки 4.

На превращение одного килограмма кипящей воды в пар затрачивается порядка 2000 кДж теплоты. Ее называют теплотой парообразования,

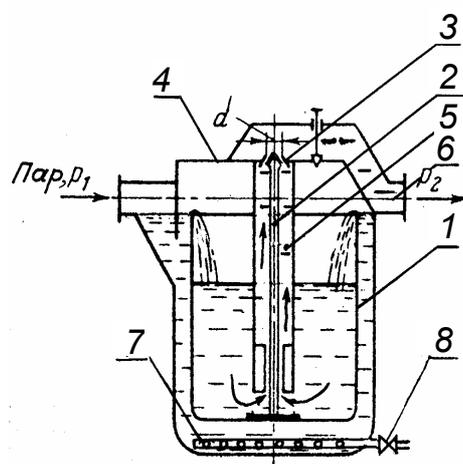


Рис. 5. Конденсатоотводчик: 1 – поплавок; 2 – запорная игла; 3 – сточное отверстие; 4 – крышка; 5 – канал; 6 – отводящий патрубок; 7 – перфорированная трубка; 8 – промывочный вентиль

получить которую обратно и использовать можно только при полной конденсации пара.

Допустим, что конденсационные горшки отсутствуют, и в канализацию выбрасывается смесь из 50 % конденсата и 50 % пара при атмосферном давлении. В этом случае на 1 кг пара 1000 кДж теплоты парообразования отдается воздуху цехов и 1000 кДж выбрасываются в дренаж, а с учетом выброса стоградусного конденсата потеря теплоты и того больше.

### **10.10. Применение угольных топок с кипящим слоем**

Современные угледобывающие машины отделяют уголь от пласта с помощью ротора, оснащенного режущим инструментом. При этом образуется очень много мелкой фракции угля. Топки отопительных и промышленных котлов оборудуются неподвижными или движущимися колосниковыми решетками, на которых уголь сгорает в слое. Сжигание рядовых углей с высоким содержанием мелочи слоевым методом вызывает большой недожог топлива из-за его провала и неравномерного или плохого распределения воздуха в слое, приводящих к невыгоранию мелких и крупных фракций угля.

Этого недостатка лишены топки с кипящим угольным слоем. Здесь площадь колосниковой решетки меньше в два раза, а интенсивность дутья в два раза выше. Последнее приводит к витанию частиц топлива вверх-вниз и более быстрому и полному их сгоранию, что позволяет получить ту же теплоту, что с поверхности в два раза большей обычной решетки. Свежий уголь в такой топке подается на начало колосниковой решетки, а более легкие, горящие частицы оттесняются к другому концу решетки, где зола падает в зольник. Обеспечивается полное сгорание угля.

Из двух-трех котлов котельной установки хотя бы один должен иметь топку с кипящим слоем. На угольном складе при этом размещают сетчатый барабан с электроприводом. Пройдя такой сепаратор, уголь делится на мелкую фракцию и крупную, а затем двумя транспортерами подается в расходные бункеры котлов с соответствующими топками.

### **10.11. Перевод котельных установок на газ**

Применение в качестве топлива природного газа имеет ряд достоинств. Теплота газа в два-три раза дешевле теплоты угля и мазута. Затраты на его транспортировку меньше, чем на транспортировку угля и мазута. Эксплуатационные затраты на сжигание газа ниже, чем затраты на обслуживание угольных и мазутных топок. Газ позволяет полностью автоматизировать работу котлов и заменить многочисленный штат котельной одним оператором.

Вместе с достоинствами у газа есть существенный недостаток. Факел газового пламени излучает значительно меньше тепловых лучей по сравнению со слоем горящего угля и факелом мазута. Это снижает паропроизводительность экранных труб котла, покрывающих стенки топки, и всего

котла. Это справедливо для промышленных котлов, спроектированных для сжигания угля или мазута и переведенных на газ. Котельные поверхности энергетических угольных котлов электростанций при переводе на газ подвергаются существенной модернизации для поддержания их паропроизводительности и температуры пара.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Приведите уравнение теплового баланса котла и поясните смысл его составляющих.
2. Что показывает КПД котла?
3. Почему теплоиспользование в водогрейном котле больше, чем в паровом?
4. Почему нежелательно переводить на водогрейный режим паровые котлы с мазутным или газовым отоплением?
5. Как влияет на теплоиспользование соотношение количества топлива и подаваемого в топку котла или дизель воздуха?
6. Что показывает коэффициент избытка воздуха?
7. Почему выгоднее регулировать сезонную подачу мазута в топку изменением отверстия в распылителе форсунки, чем вентилем перед форсункой?
8. Почему выгоднее иметь рециркуляцию горячего мазута?
9. Как образуется накипь в трубах котла?
10. Почему скорость образования накипи в трубах зависит от изгибов и длины труб?
11. В чем влияние продувки котлов на накипеобразование?
12. Почему конденсат пара необходимо возвращать в котельную?
13. Как конденсатоотводчик повышает теплоиспользование при паровом отоплении зданий и при установке после бойлеров?
14. Почему потери рядовых углей в слоевых топках выше, чем в топках с кипящим слоем?
15. Перечислите достоинства и недостатки природного газа.

## 11. ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

### 11.1. Повышение $\cos\varphi$

Кроме локомотивов и котельных установок в хозяйстве локомотивных депо и других служб есть иные потребители энергии. Так, в цехе металлообрабатывающих станков возможны потери электроэнергии при обработке мелких деталей на крупных станках, а также при длительной обработке деталей в случае недостаточной квалификации рабочих.

Но самые большие потери электрической мощности имеют место в электрических цепях с электрическими обмотками в электродвигателях, трансформаторах, спиральных нагревателях и других устройствах. Обмотки (катушки) обладают индуктивным сопротивлением, которое вызывает запаздывание амплитуды тока относительно амплитуды напряжения на  $90^\circ$ . При этом любая электрическая цепь обладает емкостным сопротивлением. Наличие последнего уменьшает сдвиг фаз напряжения и тока на угол, меньший  $90^\circ$ , обозначаемый через  $\varphi$ .

Если взять цепь однофазного тока с индуктивным сопротивлением и показаниями амперметра  $I$ , А, и вольтметра  $U$ , В, то их произведение  $IU$  показывает кажущуюся потребляемую в цепи мощность, Вт.

В действительности потребляемая мощность равна активной мощности  $P = IU \cos\varphi$ , а  $I \sin\varphi = Q$  – реактивная мощность, обусловленная индуктивным сопротивлением цепи. Реактивная мощность не превращается в механическую энергию электродвигателя или теплоту спирали. Она циркулирует между генераторами электрической станции и потребителями, бесполезно загружая их и электрические сети.

При работе устройств с асинхронными двигателями реактивная мощность достигает 45–65 %. При холостом ходе она наибольшая, при полной нагрузке – наименьшая. В спиральных нагревателях она составляет 8 %, в вентильных преобразователях 20–25 %, в трансформаторах 20–25 %.

Чем меньше угол сдвига фаз  $\varphi$ , тем больше  $\cos\varphi$  и активная (полезная) мощность тока, а  $\sin\varphi$  меньше, как и реактивная мощность. Поэтому следует улучшать эффективность использования электрической энергии путем повышения  $\cos\varphi$ :

- полной загрузкой оборудования;
- применением ограничителей холостого хода;
- изменением оборотов электродвигателей частотными преобразователями тока, что позволяет экономить 30–60 % электроэнергии;
- применением в качестве компенсаторов реактивной мощности дополнительных синхронных электродвигателей;
- использованием конденсаторных компенсаторов реактивной мощности;
- применением современных статических компенсаторов.

## **11.2. Повышение эффективности электроосвещения**

Есть возможность сократить расход электроэнергии на освещение цехов, административных и социально-бытовых помещений. Так, замена обычных ламп накаливания на люминесцентные, обеспечивающие одинаковую освещенность, дает экономию электроэнергии до 41 %. Замена ламп накаливания на натриевые лампы высокого давления экономит 71 %

энергии. Кроме затратных мер, обычные организационные решения по освещению и светоиспользованию также приносят экономический эффект.

### 11.3. Снижение теплопотребления на отопление и вентиляцию

Значительный резерв экономии тепловой энергии заложен в системах отопления и вентиляции помещений. Потери тепловой энергии многоэтажного дома приведены на гистограмме (рис. 6). Повышенная теплопроводность стен может быть устранена при новом строительстве с применением теплоизоляционных материалов, улучшенных строительных норм и правил. Потери теплоты через оконные проемы, обусловленные их повышенной теплопроводностью и прозрачностью для теплового излучения от внутренних поверхностей здания, могут быть также сокращены капитальными затратами на производство современных типов окон и их установку при новом строительстве, а также замену старых окон. В отличие от двух первых потерь наибольшие потери теплоты приходится на инфильтрацию воздуха, т. е. потери теплого и приток холодного воздуха через неплотности старых рам и стекол. Они могут быть устранены при малых затратах на уплотнение щелей при подготовке здания к зиме. Это справедливо и для окон промышленных зданий, в том числе цехов с верхним дневным освещением.

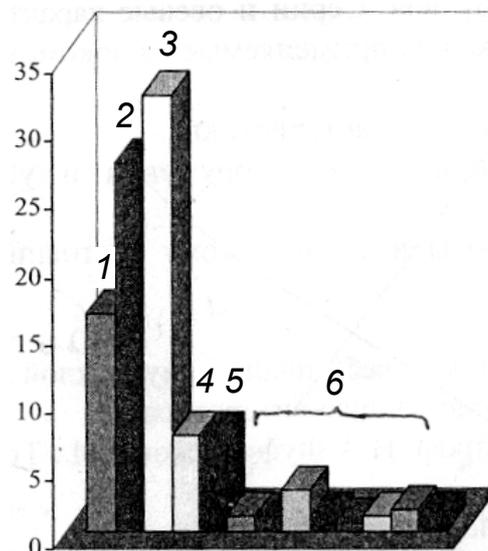


Рис. 6. Распределение потерь тепловой энергии дома: 1 – через стены; 2 – через окна; 3 – из-за неплотности рам и стекол; 4, 5 – через пол и потолок дома; 6 – потери, имеющие место в подъезде дома

Потери через пол здания устраняются уплотнением окон подвального помещения, а при отсутствии таковых – заложением под здание пористых, насыщенных воздухом строительных материалов. Также может быть уменьшена теплопроводность потолков зданий.

До 22 % теплоты теряется при естественной вентиляции жилых домов и административных зданий. В зимнее время разность плотностей воздуха в помещении и атмосферного воздуха увеличивается. Это ведет к усилению тяги в каналах естественной вентиляции и увеличению кратности вентиляции помещений. Поэтому вентиляция останется достаточной, если часть каналов закрыть, уменьшив площадь входных отверстий вентиляционных решеток. При этом потери теплоты вентиляции существенно сократятся. Входные двери в помещения в зимнее время оснащаются устройствами автоматического и надежного закрытия. Принудительная вентиляция производственных цехов должна включаться только на время выполнения

работ, связанных с выделением токсичных и прочих загрязнителей воздуха. В другое рабочее время она может включаться периодически, а в обеденный перерыв и вне рабочей смены – выключаться.

#### 11.4. Теплоизоляция трубопроводов

Система трубопроводов, по которым вода подается к объектам теплоснабжения, имеет значительную протяженность, а при теплоснабжении от тепловых электростанций составляет десятки километров. Плохая теплоизоляция таких трубопроводов приводит к огромным потерям теплоты.

Для теплоизоляции труб, установленных над поверхностью земли, пригодны мягкие теплоизоляционные материалы: стекловата, шлаковата и вата из легкоплавкого камня. Под тяжестью внешней влагозащитной оболочки (жесть, влагонепроницаемые обмоточные материалы), осадков и других нагрузок вата по верху трубы уплотняется, а по низу трубы обвисает. В обоих местах теплопотери увеличиваются. Поэтому по верху трубы вдоль ее оси укладывают полосу из твердого плохо проводящего теплоту материала (для труб отопительных и промышленных котельных это деревянные рейки). Такая мера устраняет просадку теплоизоляции.

Для подземных труб, уложенных в железобетонные лотки, мягкая теплоизоляция малоэффективна. Подвергаясь много лет воздействию влажного воздуха, пара, а часто и дождевой влаги, такая теплоизоляция уплотняется, обвисает и, разрушив оболочку влагозащитного материала, обнажает трубы. Для изоляции и подземных трубопроводов более надежна теплоизоляция из твердых пенопластов. Она изготавливается в виде полуцилиндрических оболочек, которыми покрывают трубы, с последующей обмоткой влагостойким материалом. Такая теплоизоляция сэкономит теплоту теплоносителя как в подземных магистральных трубопроводах, так и внутриквартальных тепловых сетях.

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие потери связаны со сдвигом фаз тока и напряжения на угол  $\varphi$ ? (см. [6, с. 278–297]).
2. Как снизить расход электроэнергии на освещение?
3. Как снизить потери теплоты теплопроводностью, тепловыми лучами и инфильтрацией через оконные проемы?
4. Как снизить потери теплоты с воздухом при вентиляции зданий?
5. Какова роль теплоизоляции труб тепловых сетей?

*Рекомендуемая литература:* [11, 12].

## 12. РАСЧЕТ РАСХОДА ТЕПЛОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА И РАСХОДА ТОПЛИВА ИХ КОТЕЛЬНЫМИ

Предприятия железнодорожного транспорта – крупные потребители тепловой энергии и топлива на ее производство. Для рационального расходования топливно-энергетических ресурсов необходимо осуществление не только технических, но и организационных мероприятий. Важным организационным мероприятием повышения эффективности использования теплоты и топлива является нормирование и учет расхода топлива и тепловой энергии котельными установками локомотивных депо и локомотиворемонтных заводов.

Учет тепловой энергии способствует ее рациональному использованию, обнаружению и ликвидации расточительного расходования, а также излишних потерь тепловой энергии оборудованием и тепловыми сетями, позволяет обеспечить контроль за расходом топлива на ее выработку и повысить эффективность работы котельных установок.

Правильное нормирование расхода топлива – одно из условий экономической работы котельной установки. Экономичность работы котельных зависит от имеющегося теплотребляющего оборудования предприятия, его совершенства и режимов работы. Поэтому основой нормирования являются: нормативные характеристики оборудования и помещений цехов; типовые графики тепловой нагрузки на расчетные периоды времени; графики ремонта теплотребляющего оборудования; графики и программа ремонта локомотивов, их узлов и агрегатов; план организационно-технических мероприятий по экономии топлива и тепловой энергии и др.

Для обеспечения производственно-технологического процесса предприятия следует иметь запас топлива для котельной на учетный период (декада, месяц, квартал, год). Необходимое количество топлива рассчитывается по тепловому балансу предприятия. В общем случае тепловая энергия, вырабатываемая котельной установкой,  $Q_{кот}$  расходуется на отопление зданий  $Q_{от}$ , нагрев воздуха в установках искусственной вентиляции  $Q_{вент}$ , горячее водоснабжение  $Q_{гв}$ , производственно-технологические нужды предприятия  $Q_{птн}$ , собственные нужды котельной  $Q_{сн}$  и потери в тепловых сетях  $Q_{сет}$ . Таким образом

$$Q_{кот} = Q_{от} + Q_{вент} + Q_{гв} + Q_{птн} + Q_{сн} + Q_{сет} \quad (34)$$

При отоплении зданий потребность в теплоэнергии определяют на основе теплового баланса помещений, рассчитывая все виды потерь теплоэнергии и тепловыделений. Для зданий различного назначения (жилых, общественных, производственных) учитывают потери теплоэнергии через наружные ограждения (стены) вследствие разности температур наружного

и внутреннего воздуха, а также теплопотери, вызванные инфильтрацией наружного воздуха через неплотности в строительных конструкциях, окна, двери  $Q_m$ . Для производственных помещений, кроме того, принимают во внимание расход теплоэнергии на нагрев подвижного состава (локомотивов), поступающего снаружи  $Q_{лок}$ , и на восстановление температурного режима в помещении, нарушаемого открыванием ворот для ввода и вывода подвижного состава  $Q_{восм}$ . Отопительная система должна компенсировать все эти виды потерь, т. е.

$$Q_{от} = Q_m + Q_{лок} + Q_{восм} . \quad (35)$$

Теплопотери являются исходными данными для всех последующих тепловых расчетов, их определение регламентируется строительными нормами и правилами.

1. Расход теплоты на возмещение теплопотерь здания с учетом инфильтрации воздуха вычисляется по формуле, ГДж,

$$Q_m = V_{зд} \tau_c \tau (t_g - t_{н.ср}) q_{от} k_{экс} k_{сум} 10^{-6}, \quad (36)$$

где  $V_{зд}$  – расчетный наружный объем здания, определяемый по паспорту здания, м<sup>3</sup>;  $\tau_c$  – суточная продолжительность работы системы, ч/сут;  $\tau$  – продолжительность периода, для которого рассчитывается расход, сут;  $t_g$  – расчетная внутренняя температура воздуха в здании, °С;  $t_{н.ср}$  – средняя наружная температура воздуха за период, для которого рассчитывается расход, °С;  $q_{от}$  – теоретическая удельная отопительная характеристика здания, кДж/(ч·м<sup>3</sup>·°С);  $k_{экс}$  – эксплуатационный коэффициент, учитывающий влияние инфильтрации воздуха;  $k_{сум}$  – коэффициент, учитывающий сменность действия отопления.

Значение температуры  $t_g$  выбирается в зависимости от назначения здания (жилое, служебное, производственное и др.) и принимается для производственных зданий по табл. 5, прочих – по табл. 6 [11]. Если здание включает несколько помещений с неодинаковыми температурами  $t_g$ , то значение  $t_g$  принимают усредненное или объем здания разбивают на несколько объемов, включающих помещения с определенными значениями  $t_g$ . В последнем случае величины  $Q_m$  подсчитывают для каждого объема отдельно, а затем суммируют.

При расчете расхода теплоты на предстоящий период величина температуры  $t_{н.ср}$  принимается по СНиП II А.6–62\*. Значения  $t_{н.ср}$  по строительным нормам и правилам для отопительного сезона и его продолжительность в сутках  $\tau$  также приведены в прил. 3 [11]. Значения  $t_{н.ср}$  месячные и квартальные принимают по справке местной метеослужбы.

Удельная отопительная характеристика  $q_{от}$  показывает величину часовой теплопотери через внешнее ограждение (стены), отнесенной к 1 м<sup>3</sup>

расчетного объема здания и к 1 °С разности внутренней и наружной температур воздуха. Величина  $q_{om}$  находится по таблицам прил. 2 [11] в зависимости: от типа здания (производственное или непроизводственное), расчетной наружной температуры воздуха  $t_{н.р}$ , высоты или этажности здания и наличия верхнего света, материала и толщины наружных стен (по верхнему этажу), удельного наружного периметра здания  $P$  (т. е. длины периметра в метрах, отнесенной к площади застройки в квадратных метрах); остекленности здания  $\omega$  (т. е. отношения суммарной площади всех проемов окон и дверей к площади наружных стен). При этом для производственных зданий выше 10 м и всех непроизводственных зданий степень остекленности определяют на основании непосредственных замеров и заносят в паспорт здания. Для производственных зданий ниже 10 м величину  $q_{om}$  выбирают по таблице прил. 2 [11] для  $\omega = 0,3$ .

Величина коэффициента  $k_{экс}$  зависит от скорости ветра  $V_{вemp.ср}$ , системы отопления (паровое, водяное, воздушное, смешанное) и типа здания и находится по табл. 7, 8 и 9 [11].

Коэффициент сменности  $k_{сум}$  зависит от суточного режима работы (количество рабочих смен) и значения температуры  $t_g$  и принимается по табл. 10 [11].

2. Расход теплоты на возмещение теплотерь от ввода и вывода подвижного состава (нагрев локомотивов, поступающих снаружи), ГДж,

$$Q_{лок} = \sum (n m q_{nc})(t_g - t_{н.ср}) 10^{-6}, \quad (37)$$

где  $n$  – число заходов локомотивов в здание, учитываемое по типам и продолжительности пребывания в депо;  $m$  – число секций в учетной единице подвижного состава, секции;  $q_{nc}$  – количество теплоты, необходимое для согревания секций локомотива, отнесенное к одной секции локомотива и к одному градусу разности внутренней и наружной температур, кДж/(секций · °С).

Значение  $n$  определяется программой ремонта или технического обслуживания, а  $m$  – типом локомотива (одно-, двух- и трехсекционный). Значения  $q_{nc}$  принимаются по табл. 11 и 12 [11].

3. Расход теплоты на восстановление температурного режима в помещении, нарушаемого открыванием ворот, ГДж,

$$Q_{восст} = 2514 \sum n (t_g - t_{н.ср}) 10^{-6}, \quad (38)$$

где  $\sum n$  – суммарное число заходов по типам и сериям локомотивов.

В этой формуле учитывается двукратное открывание ворот (вход и выход локомотива из здания).

#### 4. Расход теплоты на вентиляцию зданий, ГДж,

$$Q_{\text{вент}} = V_{\text{зд}} q_{\text{вент}} (t_{\text{в}} - t_{\text{н.ср}}) \tau \tau_{\text{вент}} 10^{-6}, \quad (39)$$

где  $q_{\text{вент}}$  – удельная вентиляционная характеристика здания, кДж/(ч·м<sup>3</sup>·°С);  $\tau_{\text{вент}}$  – ежесуточное число часов действия вентиляции, учитывающее суточный режим ее эксплуатации, ч/сут.

Величина  $q_{\text{вент}}$  зависит от назначения и объема здания, и ее значение принимают по табл. 13 и 14 [11].

#### 5. Расход теплоты на горячее водоснабжение для хозяйственных и коммунально-бытовых нужд депо, ГДж,

$$Q_{\text{гв}} = c' q_{\text{гв}} n_{\text{гв}} [(55 - t_{\text{хз}}) \tau_o + k_{\text{гв}} (55 - t_{\text{хл}}) (350 - \tau_o)] 10^{-6}, \quad (40)$$

где  $c'$  – теплоемкость воды, кДж/(л·°С);  $q_{\text{гв}}$  – норма расхода горячей воды на единицу измерения, л/сут;  $n_{\text{гв}}$  – расчетное число потребителей;  $t_{\text{хз}}$  и  $t_{\text{хл}}$  – температура холодной водопроводной воды соответственно зимой и летом, °С;  $\tau_o$  – продолжительность отопительного сезона, сут;  $k_{\text{гв}}$  – коэффициент суточной неравномерности теплоснабжения; 55 – расчетная температура горячей воды, °С; 350 – число суток работы системы горячего водоснабжения в году, сут/год.

При отсутствии данных температуру холодной водопроводной воды принимают зимой  $t_{\text{хз}} = 5$  °С, а летом  $t_{\text{хл}} = 15$  °С. Значения норм расхода горячей воды потребителями  $q_{\text{гв}}$  выбирают по табл. 16, 17 и 18 [11].

#### 6. Расход теплоты на производственно-технологические нужды предприятий железнодорожного транспорта $Q_{\text{птт}}$ определяется по утвержденным нормам на производство единицы продукции или по паспортным данным теплотребляющих установок:

– *расход теплоты на моечные машины за расчетный период*, ГДж,

$$Q_{\text{мм}} = k q_g G n = k Q' n, \quad (41)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий изменение расхода теплоты от времени года (летом  $k = 1,0$ ; в отопительный сезон  $k = 1,1$ );  $q_g$  – удельный расход теплоты, приходящийся на 1 т очищаемых деталей, ГДж/т;  $G$  – масса подлежащих очистке в моечной машине деталей, снимаемых с каждой ремонтируемой единицы подвижного состава (локомотива, вагона и др.), т;  $n$  – количество ремонтируемых единиц подвижного состава за расчетный период;  $Q'$  – расход теплоты на единицу ремонтируемой продукции, ГДж/единица.

Величину  $Q'$  подсчитывают для предприятия с учетом его технологических особенностей и характера работы. Удельный расход  $q_g$  выбирается по табл. 20 [11] в зависимости от типа моечной машины, режима эксплуатации (одно-, двухсменный, круглосуточный и др). Суммарную массу дета-

лей, подлежащих очистке,  $G$  для большинства наиболее распространенных типов подвижного состава при различных видах ремонта находят по табл. 21, 22 и 23 [11]. Эта величина уточняется для конкретных условий работы моечной машины, технологии ремонта и подсчитывается вновь для типов подвижного состава, не указанных в табл. 21, 22 и 23 [11].

Для предприятий, осуществляющих различные виды ремонта, расход  $Q_{мм}$  подсчитывают отдельно по каждому типу подвижного состава и виду ремонта, а затем суммируют;

– *расход теплоты на моечную машину секций холодильников за расчетный период, ГДж,*

$$Q_{cx} = q_{cx} \tau_{cx}, \quad (42)$$

где  $q_{cx}$  – удельный расход теплоты, ГДж/ч;  $\tau_{cx}$  – число часов эксплуатации машины за расчетный период, ч.

Величина удельного расхода принимается  $q_{cx} = 0,419$  ГДж/ч для машин, эксплуатирующихся круглосуточно, и  $q_{cx} = 0,670$  ГДж/ч для машин, эксплуатирующихся периодически в течение суток;

– *расход теплоты на моечную машину роликотподшипников за расчетный период, ГДж,*

$$Q_{pn} = q_{pn} \tau_{pn}, \quad (43)$$

где  $q_{pn}$  – удельный расход теплоты, ГДж/ч;  $\tau_{pn}$  – число часов эксплуатации машины за расчетный период, ч.

Величину удельного расхода принимают  $q_{pn} = 0,268$  ГДж/ч;

– *расход теплоты на моечную машину воздухораспределителей (камерного типа), ГДж,*

$$Q_{ep} = q_{ep} V_k n_c, \quad (44)$$

где  $q_{ep}$  – удельный расход теплоты за смену, ГДж/(м<sup>3</sup>·смена);  $V_k$  – объем душирующей камеры моечной машины, м<sup>3</sup>;  $n_c$  – число рабочих смен эксплуатации машины за расчетный период.

Величина удельного расхода выбирается в зависимости от режима эксплуатации и составляет  $q_{ep} = 3,897$  ГДж/(м<sup>3</sup>·смена) для машин, эксплуатирующихся периодически за смену, и  $q_{ep} = 3,352$  ГДж/(м<sup>3</sup>·смена) для машин с непрерывной эксплуатацией в течение смены;

– *расход теплоты на выварочные и технологические ванны определяется по следующим формулам, ГДж:*

• для выварочных ванн вместимостью более 4 м<sup>3</sup>

$$Q'_{вв} = 1,068 k G n, \quad (45)$$

где 1,068 – удельный расход теплоты на ванну, ГДж/т;

- для технологических и выварочных ванн вместимостью менее 4 м<sup>3</sup>

$$Q''_{вв} = 0,5 k V_{в} \tau_c \tau, \quad (46)$$

где 0,5 – удельный расход теплоты для ванны, ГДж/(м<sup>3</sup>·ч);  $V_{в}$  – суммарный объем ванн, м<sup>3</sup>;

- для пропиточных ванн

$$Q'''_{вв} = 2,095 k V_{в} \tau, \quad (47)$$

где 2,095 – удельный расход теплоты пропиточной ванной за сутки, ГДж/(м<sup>3</sup>·сут);

– *расход теплоты на автоклавы для сушки после пропитки обмоток ремонтируемых электромашин и электроаппаратов, ГДж,*

$$Q_{ав} = 27,65 k \tau, \quad (48)$$

где 27,65 – удельный расход теплоты на автоклав, ГДж/сут;

– *расход теплоты на наружную очистку локомотивов при подготовке их к ремонту, ГДж,*

$$Q_{л} = m_{л} q_{л} = 40,6 m_{л} (1 + k_n) k_c, \quad (49)$$

где  $m_{л}$  – количество секций локомотивов, подвергаемых очистке за расчетный период;  $q_{л}$  – удельная норма расхода теплоты, ГДж/секция, 40,6 – исходная величина удельной нормы, ГДж/секция;  $k_c$  – коэффициент, учитывающий дополнительный расход теплоты в зимний период работы;  $k_n$  – коэффициент, характеризующий потери тепла в окружающую среду, отнесенный к одной секции локомотива.

Величина поправочного коэффициента с наступлением отопительного сезона  $k_c = 1,2$ . Значение коэффициента  $k_n$  устанавливается в зависимости от количества очищаемых секций в сутки и выбирается по табл. 24 [11];

– *расход теплоты на наружную обмывку для работы моечных машин, размещенных на открытом воздухе, ГДж,*

$$Q_{об} = m_{л} q_{об} = 0,088 m_{л} (1 + k_1 + k_2) k_3, \quad (50)$$

где  $q_{об}$  – удельная норма расхода теплоты при обмывке, ГДж/секция; 0,088 – исходная величина удельной нормы, ГДж/секция;  $k_1$  – коэффициент, учитывающий расход теплоты на подогрев обмывочной воды и потери теплоты в окружающую среду баком обмывочной воды;  $k_2$  – коэффициент, учитывающий потери теплоты в теплотрассе от котельной до моечной установки;  $k_3$  – коэффициент, учитывающий особенности эксплуатации моечной установки: повышение (понижение) температуры раствора и обмывочной воды, применяемых при обмывке.

Величина коэффициента  $k_1$  принимается по табл. 27 [11] в зависимости от климатических условий эксплуатации моечной установки. Значение коэффициента  $k_2$  зависит от способа прокладки трубопровода и расстояния от котельной до моечной установки и выбирается по табл. 28 [11]. Величина коэффициента  $k_3$  определяется по табл. 29 [11] при отклонении уровня температуры обмывочной воды и раствора от расчетного;

– *расход теплоты на приготовление дистиллированной воды для систем охлаждения дизелей и аккумуляторных батарей, ГДж,*

$$Q_{\text{дис}} = q_{\text{дис}} G_{\text{в}}, \quad (51)$$

где  $G_{\text{в}}$  – требуемое количество дистиллированной воды за расчетный период, т/период;  $q_{\text{дис}}$  – удельный расход теплоты на приготовление дистиллированной воды, ГДж/т.

Величина удельного расхода составляет:  $q_{\text{дис}} = 3,767$  ГДж/т для летнего периода и  $q_{\text{дис}} = 4,186$  ГДж/т для отопительного периода;

– *расход теплоты на разогрев и слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, ГДж,*

$$Q_{\text{сл}} = q_{\text{сл}} G_{\text{неф}} = 1886(t_n - t_{\text{н}}) \left(1 + \frac{10K_{\text{ц}}}{\rho_{\text{неф}}} \tau_{\text{сл}}\right) G_{\text{неф}} 10^{-6}, \quad (52)$$

где  $q_{\text{сл}}$  – удельный расход теплоты на разогрев при сливе и слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, кДж/т;  $G_{\text{неф}}$  – расход нефтепродуктов за расчетный период, т/период;  $t_n$  – конечная температура подогрева нефтепродукта, необходимая для слива, °С;  $t_{\text{н}}$  – температура нефтепродуктов в цистерне в начале его подогрева, °С;  $K_{\text{ц}}$  – коэффициент охлаждения, м<sup>-1</sup>;  $\rho_{\text{неф}}$  – плотность нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>;  $\tau_{\text{сл}}$  – фактическое время разогрева и слива нефтепродукта из цистерны, ч.

Величина температуры  $t_n$  находится по табл. 30 [11] в зависимости от вида нефтепродукта. Температура  $t_{\text{н}}$  зависит от времени между наполнением цистерны и сливом из нее нефтепродукта (которое примерно равно продолжительности следования цистерны от места налива до места слива) и средней температуры воздуха в пути следования и определяется по графику [11, рис. 1]. Величина коэффициента охлаждения  $K_{\text{ц}}$  обусловлена типом цистерны, и его значение равно: для 60-тонной цистерны – 1,5 м<sup>-1</sup>, для 50-тонной – 1,71 м<sup>-1</sup>, для 25-тонной – 2,55 м<sup>-1</sup>.

Фактическое время разогрева и слива  $\tau_{\text{с}}$  устанавливается в зависимости от сезона и вида нефтепродукта и по нормам составляет: в холодный период (с 15 сентября по 15 апреля) для мазутов М40 и М100 соответственно 6 и 10 ч; в теплый период соответственно 3 и 4 ч;

– *расход теплоты на компенсацию теплопотерь при хранении нефтепродуктов в резервуаре, ГДж,*

$$Q_{ком} = q_{ком} V_{рез} \rho_{неф} \tau 10^{-9} = 24000 \frac{FK}{V_{рез} \rho_{неф}} (t_n - t_{ок}) W_{рез} \tau 10^{-6}, \quad (53)$$

где  $q_{ком}$  – удельный расход теплоты на компенсацию теплотерь за сутки, кДж/(т·сут);  $V_{рез}$  – объем резервуара, м<sup>3</sup>;  $F$  – поверхность охлаждения резервуара, м<sup>2</sup>;  $K$  – коэффициент теплопередачи через стенки резервуара, кДж/(м<sup>2</sup>·ч·°С);  $t_{ок}$  – температура окружающей среды, °С;  $W_{рез}$  – вместимость резервуара, т.

Величина коэффициента теплопередачи  $K$  зависит от типа резервуара и его размещения и составляет: для металлических неизолированных резервуаров 25,14; для изолированных 12,57 и для подземных резервуаров 11,31. Температура  $t_{ок}$  для наружных резервуаров принимается равной температуре наружного воздуха, а для подземных резервуаров – постоянной и равной плюс 5 °С.

При длительном хранении нефтепродукта в резервуаре подогрев его не производится. Когда же понадобится разогрев нефтепродуктов, то требуется дополнительное количество теплоты, ГДж,

$$Q_{дон} = 1,886 W_{рез} (t_n - t_{ок}) 10^{-6}; \quad (54)$$

– расход теплоты на сушку песка  $Q_{суш}$  определяется как сумма расходов теплоты на нагрев песка  $Q_{наг}$ , на нагрев и испарение влаги песка  $Q_{исп}$ , потерь теплоты с уходящими газами  $Q_{ух}$ , потерь теплоты в окружающую среду через стенки пескосушилки и поверхность высушиваемого песка  $Q_{окр}$ , потерь теплоты на разогрев пескосушилки до рабочего состояния  $Q_{раз}$  и расход теплоты на испарение влаги топлива и нагрев образовавшихся водяных паров  $Q_{влаг}$ . Таким образом

$$Q_{суш} = Q_{наг} + Q_{исп} + Q_{ух} + Q_{окр} + Q_{раз} + Q_{влаг}. \quad (55)$$

Расход теплоты на нагрев песка, ГДж,

$$Q_{наг} = q_{наг} \Pi_n \tau 10^{-6} = C_n (t_{вых} - t_{ок}) \Pi_n \tau 10^{-6}, \quad (56)$$

где  $q_{наг}$  – удельный расход теплоты на нагрев 1 м<sup>3</sup> песка, кДж/м<sup>3</sup>;  $\Pi_n$  – суточный расход песка, м<sup>3</sup>/сут;  $C_n = 1210$  кДж/(м<sup>3</sup>·°С) – объемная теплоемкость песка;  $t_{вых}$  – температура песка на выходе из сушилки, °С.

Величина  $q_{наг}$  зависит от  $t_{вых}$  и  $t_{ок}$  и выбирается из табл. 42 [11], при этом величина  $t_{вых}$  не должна превышать 350 °С.

Расход теплоты на нагрев и испарение влаги песка, ГДж,

$$Q_{исп} = q_{исп} \Pi_n \tau 10^{-6} = \frac{\rho_{нас} \Delta h_n}{100} (W_n - 0,5) \Pi_n \tau 10^{-6}, \quad (57)$$

где  $q_{исп}$  – удельный расход теплоты на нагрев и испарение влаги с  $1 \text{ м}^3$  песка,  $\text{кДж/м}^3$ ;  $\rho_{нас}$  – насыпная плотность влажного песка  $\text{кг/м}^3$ ;  $\Delta h_n$  – приращение энтальпии влаги в пескосушилке,  $\text{кДж/кг}$ ;  $W_n$  – влажность песка, поступающего в сушилку, %;  $0,5$  – предельно допустимая влажность сухого песка на выходе из сушилки, %.

Величину  $\rho_{нас}$  определяют по фактическим данным лабораторного анализа, а при их отсутствии принимают равной  $1600 \text{ кг/м}^3$ . Удельный расход теплоты  $q_{исп}$  зависит от  $t_{ок}$  и  $W_n$  и находится по табл. 43 [11].

Потери теплоты с уходящими газами,  $\text{ГДж}$ ,

$$Q_{yx} = q_{yx} \Pi_n \tau 10^{-6} = C_v \frac{V_\epsilon}{V_{np}} (t_{yx} - t_{ок}) \Pi_n \tau 10^{-6}, \quad (58)$$

где  $q_{yx}$  – удельные теплоты с уходящими газами,  $\text{кДж/м}^3$ ;  $C_v = 1,018 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{°C)}$  – объемная теплоемкость продуктов сгорания;  $V_\epsilon$  – производительность дутьевого вентилятора пескосушилки,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $V_{np}$  – расчетная производительность пескосушилки по песку,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $t_{yx}$  – температура продуктов сгорания на выходе из пескосушилки,  $\text{°C}$ .

Значение  $q_{yx}$  зависит от удельного расхода воздуха  $V_\epsilon/V_{np}$ , разности температур уходящих газов  $t_{yx}$  и наружного воздуха  $t_{ок}$  и выбирается по табл. 44 [11].

Расход теплоты на разогрев пескосушилки, теплоты на внешнее охлаждение и на испарение влаги топлива,  $\text{ГДж}$ ,

$$Q_{раз} + Q_{окр} + Q_{влаг} = (k_{суш} - 1)(Q_{наг} + Q_{исп} + Q_{yx}), \quad (59)$$

где  $k_{суш}$  – коэффициент, учитывающий режим работы сушилки и вида топлива, используемого в ней.

Величина коэффициента  $k_{суш}$  для пескосушилок, работающих на твердом топливе в одну и в две смены, соответственно  $1,6$  и  $1,35$ . При работе на жидком и газообразном топливе в одну и в две смены  $k_{суш}$  соответственно  $1,4$  и  $1,25$ .

7. Расход теплоты на собственные нужды котельной ориентировочно может приниматься: при работе котлоагрегата на твердом топливе с паровым дутьем  $6 \%$ ; без парового дутья  $4 \%$ ; при работе на мазуте с использованием форсунок  $7 \%$ ; при работе на природном газе  $3 \%$ .

8. Расход теплоты на потери во внешних сетях подробно приведен в [11, 12]. При этом для расчета необходимо иметь следующие характеристики: род теплоносителя и тепловую нагрузку сети; среднее давление пара в сети; среднюю температуру пара; количество возвращаемого конденсата и по водяной сети расчетную температуру воды в подающих и обратных магистралях, а также способ прокладки и длину участков сети.

9. Расчет расхода топлива котельной выполняется по формулам, тонн условного и реального топлива,

$$B_{\text{усл}} = \Sigma Q 10^3 / 29300; \quad (60)$$

$$B_{\text{реал}} = B_{\text{усл}} \Sigma (\text{Э}_к \dot{\eta}_к (1 - q\Sigma)), \quad (61)$$

где 29300 – теплота сгорания условного топлива, кДж/кг;  $\Sigma Q$  – суммарное количество требуемой теплоты, ГДж;  $q\Sigma$  – суммарные потери теплоты, относительных единиц.

В качестве примера рассмотрим расчет теплоты на отопление и вентиляцию цеха ТО-3 и требуемый для этого расход топлива котельной за отопительный сезон.

Местонахождение цеха ТО-3 – г. Комсомольск-на-Амуре.

*Характеристики климатической зоны* (прил. 3 [11]):

- |  |                       |
|--|-----------------------|
| – продолжительность отопительного сезона | $\tau = 225$ сут      |
| – средняя наружная температура           | $t_{н.ср} = -11,1$ °С |
| – расчетная наружная температура воздуха | $t_{н.р} = -37$ °С    |
| – средняя скорость ветра                 | $v_{вет.ср} = 1$ м/с  |

*Характеристики здания* (по паспорту здания цеха ТО-3):

- |                                |                |
|--------------------------------|----------------|
| – число этажей                 | 1 этаж         |
| – материал стен                | кирпич         |
| – толщина стен в верхней части | 2 кирпича      |
| – верхний свет                 | имеется        |
| – система отопления            | водяная        |
| – источник теплоснабжения      | своя котельная |
| – вид топлива для котельной    | мазут          |
| – высота здания                | $h = 10,6$ м   |
| – длина здания                 | $l = 43,5$ м   |
| – ширина здания                | $b = 25,5$ м   |
| – степень остекленности        | $\omega = 0,3$ |

*Особенности эксплуатации:*

- |   |                      |
|---|----------------------|
| – расчетная внутренняя температура воздуха (табл. 5 [11]) | $t_g = 10$ °С        |
| – время работы вентиляции (две смены)                     | $\tau_{вент} = 16$ ч |
| – число заходов тепловозов 2ТЭ10                          | $n_1 = 530$ ед.      |
| – число заходов тепловозов ТЭМ2                           | $n_2 = 220$ ед.      |
| – время пребывания в цехе тепловозов 2ТЭ10                | 10 ч                 |
| – время пребывания в цехе тепловозов ТЭМ2                 | 7 ч                  |

*Результаты обмера здания:*

- площадь цеха по наружному обмеру  $F_{зд} = l \times b$ , м<sup>2</sup>,

$$F_{зд} = 43,5 \cdot 25,5 = 1109,25 \text{ м}^2;$$

– объем здания  $V_{зд} = F_{зд} \times h$ , м<sup>3</sup>,

$$V_{зд} = 1109,25 \cdot 10,6 = 11758,05 \text{ м}^3;$$

– наружный периметр здания  $\Pi = 2(l + b)$ , м,

$$\Pi = 2(43,5 + 25,5) = 138 \text{ м};$$

– относительный периметр здания  $P = \Pi/F_{зд}$ , от. ед.,

$$P = 138/1109,25 = 0,12;$$

– площадь наружных стен  $F_{см} = \Pi \times h$ , м<sup>2</sup>,

$$F_{см} = 138 \cdot 10,6 = 1462,8 \text{ м}^2.$$

*Расчет расхода теплоты на возмещение потерь через ограждения по формуле (36)*

Согласно табл. 72 и 73 [11, приложение] для производственного здания высотой  $h = 10,6$  м, относительным периметром  $P = 0,12$  с верхним светом и толщиной стен в 2 кирпича удельная отопительная характеристика (определяется методом интерполяции)  $q_{ом} = 1,503$  кДж/(ч·м<sup>3</sup>·°С). При скорости ветра  $v_{вет.ср} = 1$  м/с и водяном отоплении для производственных помещений эксплуатационный коэффициент [11, табл. 7]  $k_{экс} = 1,165$ . Коэффициент сменности [11, табл. 10] при работе в две смены  $k_{сум} = 0,85$ .

$$Q_m = 11758,05 \cdot 24 \cdot 225 (10 - (-11,1)) \cdot 1,503 \cdot 1,165 \cdot 0,85 \cdot 10^{-6} = 1994 \text{ ГДж.}$$

*Расчет расхода теплоты на возмещение потерь от ввода и вывода (на нагрев тепловозов, поступающих снаружи) по формуле (37).*

Согласно табл. 11 [11] для тепловозов ТЭ10 при нахождении их в цехе ТО-3 10 ч величина  $q_{nc} = 33823$  кДж/(секция·°С), а для тепловозов ТЭМ2 при нахождении их в цехе ТО-3 7 ч  $q_{nc} = 25074$  кДж/(секция·°С).

$$Q_{лок} = (530 \cdot 2 \cdot 33823 + 220 \cdot 1 \cdot 25074) (10 - (-11,1)) 10^{-6} = 873 \text{ ГДж.}$$

*Расчет расхода теплоты на восстановление температурного режима от открывания ворот по формуле (38):*

$$Q_{вост} = 2514 (530 + 220) (10 - (-11,1)) 10^{-6} = 40 \text{ ГДж.}$$

*Суммарный расход теплоты на отопление цеха ТО-3 по формуле (35):*

$$Q_{ом} = 1994 + 873 + 40 = 2907 \text{ ГДж.}$$

*Расчет расхода теплоты на вентиляцию по формуле (39).*

Согласно табл. 13 [11] для тепловозных депо с объемом здания выше 5000 м<sup>3</sup> удельная вентиляционная характеристика  $q_{вент} = 1,047$  кДж/(ч·м<sup>3</sup>·°С).  
Время работы вентиляции при двухсменной работе  $\tau_{вент} = 16$  ч/сут.

$$Q_{вент} = 11758,05 \cdot 1,047 (10 - (11,1)) \cdot 225 \cdot 16 \cdot 10^{-6} = 935 \text{ ГДж.}$$

*Общая теплопотеря здания ТО-3 за отопительный сезон:*

$$Q_{то-3} = Q_{от} + Q_{вент} = 2907 + 935 = 3842 \text{ ГДж.}$$

*Расчет расхода условного топлива за отопительный сезон по формуле (60):*

$$B_{усл} = 3842 \cdot 10^3 : 29300 = 131,1 \text{ т у. т.}$$

*Расчет расхода мазута (реального топлива) за отопительный сезон по формуле (61).*

Для мазута с теплотой сгорания  $Q_H^p = 40000$  кДж/кг тепловой эквивалент составляет  $\mathcal{E}_{маз} = 1,365$ . Принимая коэффициент полезного действия котла  $\eta_k = 0,89$  и потери теплоты в паропроводе, бойлере и тепловых сетях  $q_{\Sigma} = 12$  %, имеем

$$B_{маз} = 131,1 / (1,365 \cdot 0,89 (1 - 0,12)) = 122,6 \text{ т.}$$

Таким образом, для восполнения потерь теплоты только на отопление и вентиляцию цеха ТО-3 в котельной установке необходимо сжигать 122,6 т мазута за отопительный сезон, что составляет более двух четырехосных 60-тонных железнодорожных цистерны.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с государственными планами снижения энергозатрат на единицу продукции ОАО «Российские железные дороги» усиливает и совершенствует работу в этом направлении. Составляются энергетические паспорта всех подразделений, ведутся плановые мероприятия по улучшению технологии производства, повышению квалификации кадров, снижению затрат топливозаэнергетических ресурсов (ТЭР). На приобретение ТЭР (электроэнергия, дизельное топливо, бензин, керосин, мазут, уголь, газ) Дальневосточная железная дорога затратила в 2003 г. 6,3 млрд р. Поэтому сокращение расходов ТЭР на десятые и даже сотые доли процента дает значительный экономический эффект.

В подразделениях локомотивных депо успех работы по сокращению расхода ТЭР определяется уровнем подготовки инженерных кадров. В ДВГУПС эта подготовка включает изучение дисциплины «Физические основы теплоиспользования железнодорожного транспорта», а также физики, химии, электротехники и электроники, термодинамики и теплопередачи, локомотивных энергетических установок, электрических передач мощности, теории локомотивной тяги и других профилирующих предметов. Их добросовестное освоение студентами – гарантия успешного решения всех задач локомотивного хозяйства.

# ПРИЛОЖЕНИЕ

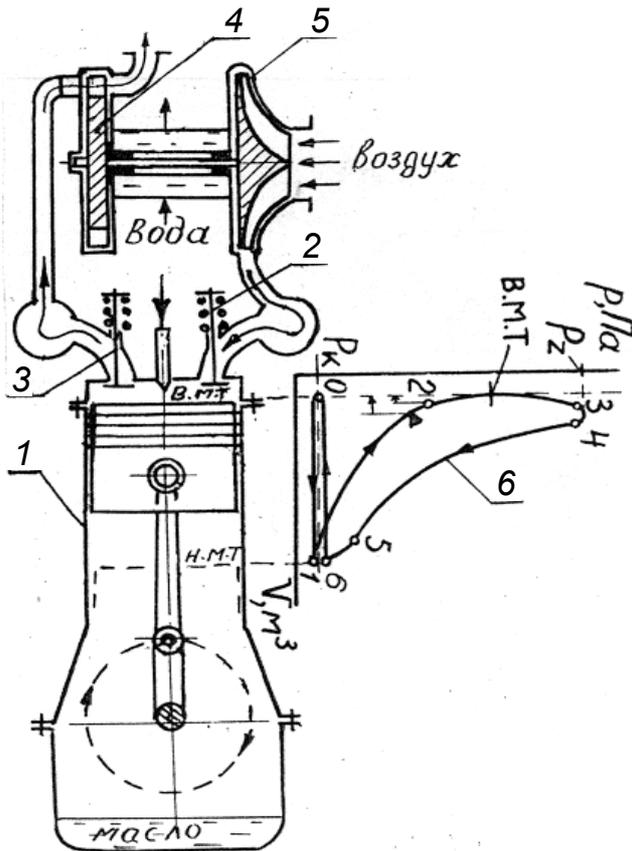


Рис. 1. Четырехтактный дизель с наддувом: 1 – блок цилиндра; 2 – впускной клапан; 3 – выпускной клапан; 4 – газовая турбина; 5 – центробежный компрессор

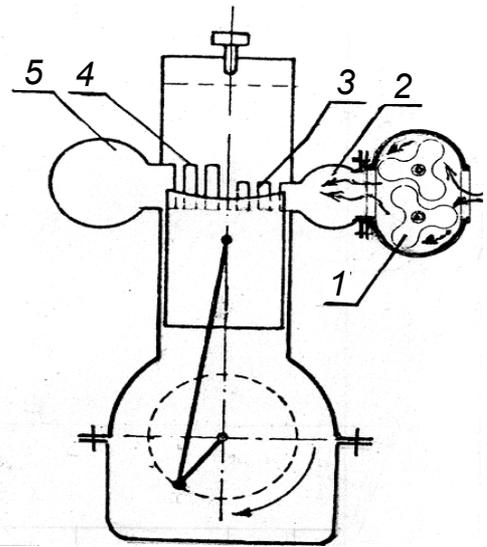


Рис. 2. Двухтактный дизель с петлевой продувкой цилиндров: 1 – приводной нагнетатель; 2 – ресивер; 3 – окна продувочные; 4 – окна выпускные; 5 – выпускной коллектор

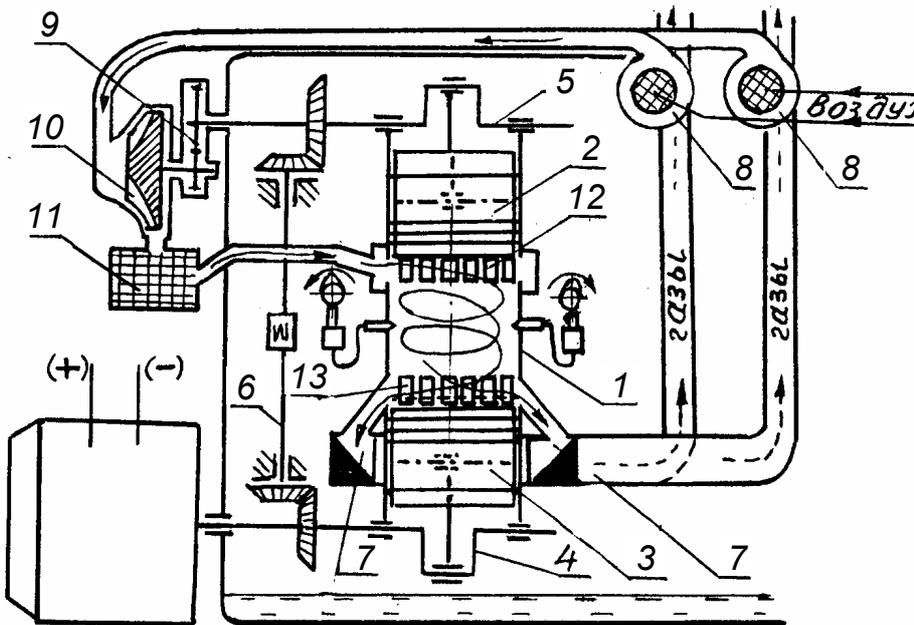


Рис. 3. Двухтактный дизель с прямооточной продувкой цилиндров: 1 – блок цилиндров; 2 – поршень верхний; 3 – поршень нижний; 4 – вал нижний; 5 – вал верхний; 6 – вал промежуточный; 7 – выпускные коллекторы; 8 – турбокомпрессоры; 9 – редуктор; 10 – нагнетатель второй ступени сжатия; 11 – воздухоохладитель; 12 – окна продувочные; 13 – окна выпускные

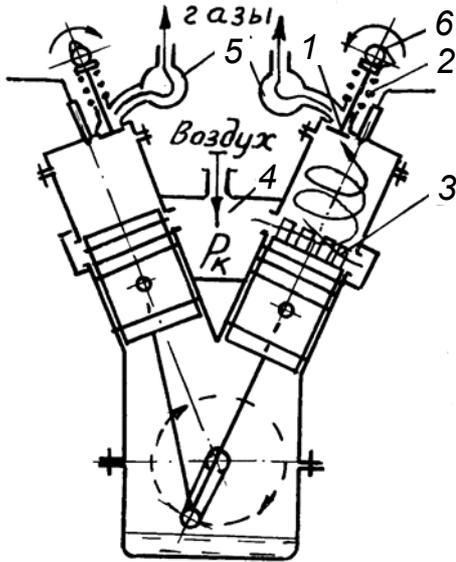


Рис. 4. Двухтактный дизель с прямоточно-клапанной продувкой: 1 – выпускной клапан; 2 – пружина клапана; 3 – продувочные окна; 4 – ресивер сжатого турбокомпрессором воздуха; 5 – выпускные коллекторы; 6 – кулачковый вал привода клапанов

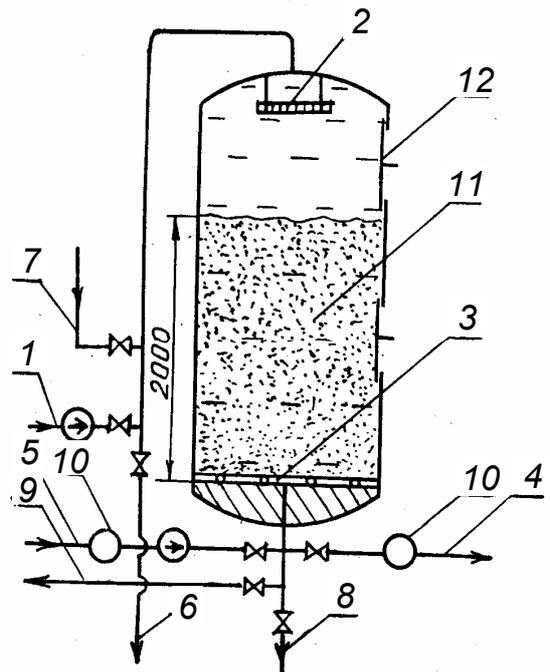
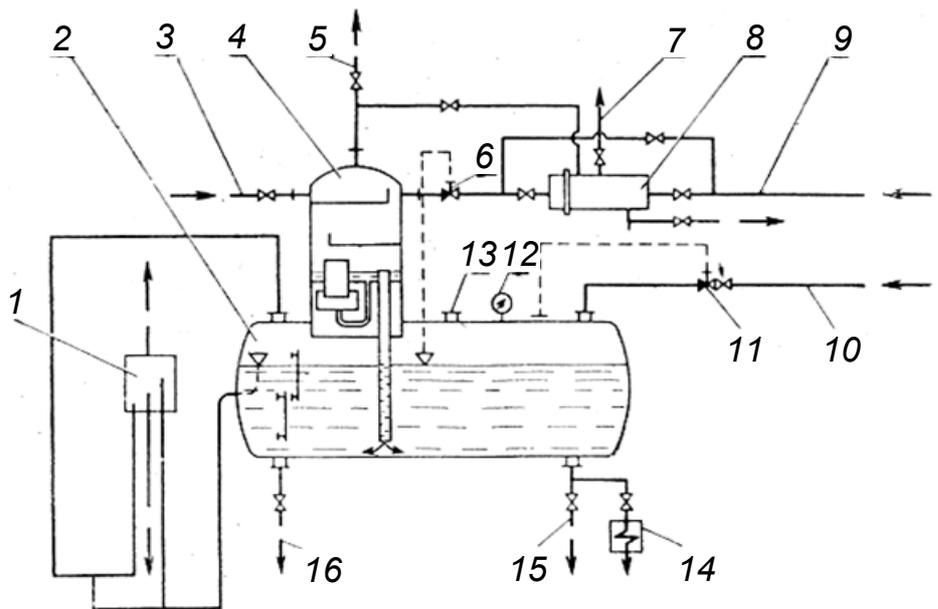


Рис. 5. Na-катионитовый фильтр: 1 – сырая вода; 1-2-3-4 – Na-катионирование воды; 4 – вода на вторую ступень умягчения; 5-3-2-6 – взрыхление катионита; 7-2-3-8 – восстановление катионита раствором поваренной соли; 9 – сброс в емкость последней части раствора поваренной соли; 10 – расходомеры; 11 – катионит (сульфоуголь); 12 – смотровые люки

Рис. 6. Деаэрационная установка: 1 – предохранительное устройство; 2 – деаэрационный бак; 3 – подвод основного конденсата; 4 – деаэрационная колонка; 5, 7 – отвод пара; 6 – регулирующий клапан уровня; 8 – охладитель пара; 9 – трубопровод катионируемой воды; 10 – подвод пара; 11 – клапан регулятора давления; 12 – манометр; 13 – подвод чистого конденсата; 14 – теплообменник охлаждения проб воды; 15 – отвод деаэрированной воды; 16 – дренаж



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мурзин, Л.Г. Топливо, смазка, вода / Л.Г. Мурзин, В.М. Гончаров. – М.: Транспорт, 1981. – 253 с.
2. Меркурьев, Г.Д. Смазочные материалы на железнодорожном транспорте: Справ. / Г.Д. Меркурьев, Л.С. Елисеев. – М.: Транспорт, 1985. – 255 с.
3. Тебенихин, Е.Ф. Обработка воды для теплоэнергетических установок железнодорожного транспорта / Е.Ф. Тебенихин, Л.А. Горянов. – М.: Транспорт, 1986. – 159 с.
4. Транспортная теплотехника: Учеб. для вузов ж.-д. транспорта / А.Э. Симсон, П.Д. Михайлов, В.Д. Сахаревич, В.И. Переплет. – М.: Транспорт, 1988. – 319 с.
5. Лисиенко, В.Г. Хрестоматия энергосбережения: Справочное изд.: В 2 кн. Кн. 1 / В.Г. Лисиенко, Я.М. Щелоков, М.Г. Ладыгичев. – М.: Теплоэнергетика, 2002. – 688 с.
6. Зорохович, А.Е. Основы электротехники для локомотивных бригад / А.Е. Зорохович, С.К. Крылов. – М.: Транспорт, 1979. – 464 с.
7. Меркурьев, Г.Д. Локомотивным и ремонтным бригадам о топливе и смазочных материалах / Г.Д. Меркурьев. – М.: Транспорт, 1988. – 128 с.
8. Меркурьев, Г.Д. Смазочные материалы и их применение в электроподвижном составе / Г.Д. Меркурьев. – М.: Транспорт, 1983. – 128 с.
9. Цуркан, И.Г. Смазочные и защитные материалы / И.Г. Цуркан. – М.: Транспорт, 1981. – 160 с.
10. Кистьянц, Л.К. Экономия топлива на предприятиях железнодорожного транспорта / Л.К. Кистьянц, Е.М. Юдаев. – М.: Транспорт, 1984. – 257 с.
11. Нормирование расходов тепла и топлива для стационарных установок железнодорожного транспорта. – М.: Транспорт, 1976 – 141 с.
12. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. – М.: Стройиздат, 1979. – 88 с.
13. Баранов, В.М. Расчет тепловых процессов топки котла: Методические указания к курсовой работе / В.М. Баранов. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2003. – 24 с.
14. Черемисин, В.Т. Комплексное энергетическое обследование филиалов ОАО «РЖД»: Материалы сетевой науч.-практ. конф.; ОмГУПС. – Омск, 2004. – 262 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1. ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ИХ ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОМ ТРАНСПОРТЕ .....	4
1.1. Виды энергии и топлива .....	4
1.2. Энергоресурсы и их использование .....	5
1.3. Объекты и источники теплоснабжения железнодорожного транспорта .....	7
2. ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО .....	11
2.1. Происхождение и добыча твердых топлив .....	11
2.2. Состав углей .....	12
2.3. Виды и марки углей .....	15
2.4. Теплота сгорания топлива .....	16
2.5. Условное топливо .....	18
2.6. Расчет объема воздуха, необходимого для сгорания топлива, и объема продуктов сгорания .....	19
3. ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО .....	23
3.1. Природный газ .....	23
3.2. Искусственные газы .....	24
4. ЖИДКОЕ ТОПЛИВО .....	25
4.1. Состав топлива .....	25
4.2. Переработка нефти .....	26
4.3. Дизельное топливо .....	27
4.4. Бензины .....	32
4.5. Мазуты .....	33
5. МАСЛА .....	34
5.1. Получение масел .....	34
5.2. Виды трения и роль масла в подшипниках скольжения .....	35
5.3. Марки масел .....	36
6. СМАЗКИ .....	39
7. ВОДА .....	41
8. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛОКОМОТИВАМИ .....	43
8.1. Влияние угла опережения впрыска топлива и регулировки клапанов на теплоиспользование в дизеле .....	43
8.2. Перевод тепловозов и других самоходных машин на четырехтактные дизели .....	46
8.3. Нормальное содержание систем и узлов дизеля .....	46
8.4. Влияние эксплуатационных факторов на расход топлива тепловозами .....	48
9. АНТИФРИЗЫ .....	51

10. ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ .....	52
10.1. Теплобалансовое испытание котлов .....	52
10.2. Замена паровозных котлов .....	55
10.3. Перевод котлов в водогрейный режим .....	55
10.4. Регулирование соотношения «топливо–воздух» .....	55
10.5. Регулирование расхода мазута .....	56
10.6. Рециркуляция мазута .....	57
10.7. Накипь .....	57
10.8. Продувка котлов .....	58
10.9. Паровое отопление цехов .....	59
10.10. Применение угольных топок с кипящим слоем .....	60
10.11. Перевод котельных установок на газ .....	60
11. ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ .....	61
11.1. Повышение $\cos\varphi$ .....	61
11.2. Повышение эффективности электроосвещения .....	62
11.3. Снижение теплотребления на отопление и вентиляцию .....	63
11.4. Теплоизоляция трубопроводов .....	64
12. РАСЧЕТ РАСХОДА ТЕПЛОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА И РАСХОДА ТОПЛИВА ИХ КОТЕЛЬНЫМИ .....	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	77
ПРИЛОЖЕНИЕ .....	78
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	80

Учебное издание

**Баранов Владимир Макарович**  
**Литвинчук Виктор Владимирович**

## **ОСНОВЫ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

Учебное пособие

Редактор *Т.М. Яковенко*  
Технические редакторы  
*Т.С. Грудинина, Н.В. Мильштейн*  
Корректор *Г.Ф. Иванова*

---

План 2004 г. Поз. 1.11.  
ИД № 05247 от 2.07.2001 г. ПЛД № 79-19 от 19.01.2000 г.  
Сдано в набор 30.03.2004 г. Подписано в печать 18.01.2005 г.  
Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага тип. № 2. Гарнитура Arial. Печать RISO.  
Усл. печ. л. 4,8. Зак. 197. Тираж 200 экз. Цена 97 р.

---

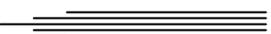
Издательство ДВГУПС  
680021, г. Хабаровск, ул. Серышева, 47.



В.М. Баранов    В.В. Литвинчук

# **ОСНОВЫ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

Учебное пособие

 Хабаровск – 2005 