

КГЭУ

КАЗАНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Э. Р. ЗВЕРЕВА



**РЕСУРСО-,
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ
ТЕХНОЛОГИИ В МАЗУТНЫХ
ХОЗЯЙСТВАХ ТЕПЛОВЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

КАЗАНЬ 2010

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Э. Р. ЗВЕРЕВА

РЕСУРСО-,
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ
В МАЗУТНЫХ ХОЗЯЙСТВАХ ТЕПЛОВЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

МОНОГРАФИЯ

Казань 2010

УДК 628.162.5
ББК 30.3
З–43

Рецензенты:

чл.-корр. АН РТ, доктор химических наук, профессор Казанского
(Приволжского) федерального университета *В.И. Галкин*;
главный инженер филиала ОАО «Генерирующая компания»
КТЭЦ-1 *Х.Ф. Миникаев*

Зверева Э.Р.

З–43 Ресурсо-, энергосберегающие технологии в мазутных
хозяйствах тепловых электрических станций: Монография.
– Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. – 184 с.

ISBN 978-5-89873-305-6

Приведены характеристики и свойства топочных мазутов, технологические схемы, конструкции и характеристики оборудования мазутных хозяйств, процессы горения и продукты сгорания высокосернистых топочных мазутов. Рассмотрены основные проблемы подготовки и сжигания топочных мазутов на электростанциях и предлагаются способы их решения.

Монография предназначена для инженерно-технических работников, преподавателей, аспирантов и студентов технических вузов.

Научный редактор – доктор технических наук, профессор А.Г. Лаптев.

УДК 628.162.5
ББК 30.3

ISBN 978-5-89873-305-6

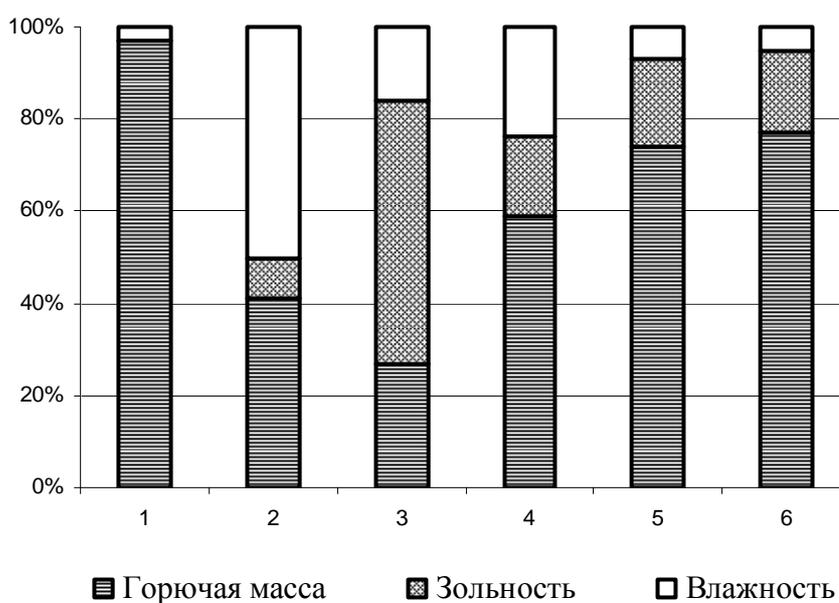
© Дизайн обложки О.В. Ханжина
© Казанский государственный
энергетический университет, 2010

ВВЕДЕНИЕ

В первой четверти XXI века нефть и продукты ее переработки будут продолжать играть важную роль в мировом энергетическом балансе.

В первую очередь это обусловлено отсутствием у человека альтернативного экономического источника энергии для мобильной энергетики. Использование газообразных и жидких топлив по сравнению с углем не только повышает общую культуру эксплуатации электрических станций, но и приводит к ощутимому снижению стоимости основного оборудования, росту КПД установок. Так, при сооружении электрических станций, сжигающих газ и мазут, удельные капиталовложения по сравнению с электростанцией равной мощности на угле снижаются на 20–24 %, а экономичность газомазутных станций по отпуску электрической энергии на 4 % выше, чем работающих на угле.

Природные газы и нефть являются ценнейшим сырьем для народного хозяйства. На рисунке представлены сравнительные характеристики мазута и твердых топлив.



Сравнительные характеристики мазута и твердых топлив:

1 – мазут; 2 – торф; 3 – сланец, 4 – бурый уголь; 5 – каменный уголь;

6 – антрацит [2]

Жидкие топлива имеют следующие преимущества перед твердыми:

1) высокая теплота сгорания и большие скорости горения, позволяющие сжигать жидкое топливо при высоком напряжении топочного пространства, достигающем $1\ 500\ 000\ \text{ккал}/(\text{м}^3\ \text{ч})$ и более против $350\ 000\ \text{ккал}/(\text{м}^3\ \text{ч})$ при твердых топливах;

2) высокая полнота сгорания при сравнительно малых коэффициентах избытка воздуха;

3) малое содержание балласта (золы, влаги);

4) возможность автоматизации подачи топлива в топку;

5) простота погрузки в местах производства, транспортировок и выгрузки в местах потребления, а также удобство хранения на складах;

6) точность и простота регулировки режима установок [1, 2, 3].

Важнейшей тенденцией развития не только мировой, но и российской нефтеперерабатывающей отрасли является повышение глубины переработки нефти и рост объема выпуска высококачественных нефтепродуктов. Однако по мере углубления переработки нефти доля прямогонного мазута в котельных топливах снижается, а доля гудрона и тяжелых остатков крекинг-процессов растет, т.е. качество топочного мазута, который используется на тепловых электрических станциях в качестве основного, вспомогательного и растопочного жидкого топлива, ухудшается.

По данным ВНИИ НП установлено, что замена мазута в композициях товарных мазутов на гудрон приводит к повышению содержания вредных примесей: серы – на 15–20 %, азота – на 30–50 %, золы – на 10–50 %, ванадия – на 30–70 % [4]. Качество мазута оказывает существенное влияние на условия его транспортировки, хранения и сжигания, возникают проблемы при работе основного и вспомогательного оборудования ТЭС.

Потребление высокосернистых вязких мазутов в качестве котельных топлив приводит к выбросу больших количеств не только токсичных оксидов серы и азота, но и канцерогенных полициклоаренов, в первую очередь бенз(а)пирена и пентаоксида ванадия. В результате образования оксидов серы повышается точка росы уходящих топочных газов, что приводит к образованию серной кислоты и, как следствие, к частым ремонтам и замене хвостовых частей котельных агрегатов из-за их коррозии. Состав уходящих газов при сжигании мазута также зависит от его качества: содержания в нем серы, азота, металлов, полициклоаренов и др. Следовательно, проблема повышения качества топочных мазутов является весьма актуальной в настоящее время.

В данной монографии рассмотрены основные сведения о переработке нефти, подробно рассмотрены состав и технологические свойства топочных мазутов, структура мазутных хозяйства тепловых электростанций, процессы горения и основные проблемы, возникающие при сжигании высокосернистых топочных мазутов.

Автор предлагает для повышения эффективности, надежности сжигания мазутов технологию эмульгирования жидкого топлива, позволяющую снизить содержание в дымовых газах NO_x , СО и сажи, обеспечить полное сгорание топлива, уменьшить золовые отложения и др. Для улучшения эксплуатационных свойств мазутов предлагается использовать в мазутах многофункциональную присадку, являющуюся отходом теплоэнергетического оборудования, образующегося при подготовке питательной воды на тепловых электростанциях. В монографии изложены результаты экспериментальных исследований влияния данной присадки на сернистость, вязкость, калорийность и низкотемпературные свойства мазутов.

Автор выражает искреннюю благодарность рецензентам – Галкину В.И. и Миникаеву Х.Ф. – за ценные замечания и рекомендации, сделанные при просмотре рукописи, а также аспиранту Ганиной Л.В. за помощь в подготовке монографии к изданию. Особую благодарность автор выражает научному редактору – Лаптеву А.Г. – за тщательное и высококвалифицированное редактирование книги.

ГЛАВА 1

ХАРАКТЕРИСТИКА И СВОЙСТВА ТОПОЧНЫХ МАЗУТОВ

Мазут продолжает играть важную роль в топливно-энергетическом балансе нашей страны. Весьма существенно его значение на электростанциях и в промышленных котельных. Топочные мазуты получают на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) либо в процессе прямой перегонки нефти, либо при специальной переработке ее промежуточных фракций, например путем крекинг-процесса.

Нефть, являясь основным источником энергетического жидкого топлива, представляет собой горючую жидкость, состоящую из смеси углеводородов. В состав сырой нефти входит около 1000 компонентов. Среди них преобладают алканы, циклоалканы и разнообразные ароматические углеводороды. Другие органические соединения, присутствующие в нефти, содержат азот, кислород, серу или незначительное количество металлов – железа, никеля, меди и ванадия. По химическому составу нефть похожа на каменный уголь – в нем тоже основным составляющим компонентом является углерод. Поэтому нефть и газ, наряду с углем, торфом и сланцами, ученые относят к одному классу ископаемых – каустобиолитов.

Залежи этого ценнейшего полезного ископаемого располагаются на глубине от десятков метров до 5–6 км. Происхождение нефти до сих пор вызывает бурные дискуссии. Большинство ученых являются сторонниками биогенной теории, согласно которой нефть формировалась из остатков живых организмов – по большей части планктона. Остатки накапливались на дне водных бассейнов, затем уплотнялись и обезвоживались. В условиях ограниченного доступа кислорода в них протекали различные биохимические процессы. Пласт остатков затем опускался на глубину, где в условиях высокой температуры и давления происходило нефтеобразование. Эта теория появления нефти получила название «биогенной». Однако она не является единственным объяснением появления этого бесценного ресурса.

Довольно много ученых и специалистов придерживаются другого мнения по этому вопросу, выступая сторонниками теории «абиогенного синтеза». Еще Д.И. Менделеев предположил, что нефть образуется из глубинных флюидов – жидких и газообразных компонентов магмы или циркулирующих в земных глубинах растворов, насыщенных газами. Он полагал, что во время процессов горообразования вода просачивается вниз по трещинам, рассекающим земную кору. Встречаясь в недрах с карбидами железа, вода вступает с ними в реакцию под действием высоких температур и давления.

В результате этой реакции образуются оксиды железа и углеводороды, например этан. По тем же разломам насыщенные углеводородами флюиды поднимаются в верхние слои коры и заполняют твердые породы-коллекторы. Так образуются месторождения нефти и газа.

Геологи впоследствии выяснили, что месторождения часто формируются в зоне глубинных разломов – это подтверждает гипотезу Менделеева. Но самым серьезным аргументом в пользу абиогенной теории стало открытие в 1988 году месторождения «Белый Тигр». Это месторождение на морском шельфе Вьетнама располагается на глубине свыше 3 км не в толще осадочных пород, а в гранитном «фундаменте». Пробуренная скважина сразу же зафонтанировала, и до сих пор нефть поступает из нее с хорошим напором.

Вопрос происхождения нефти – это не абстрактная научная проблема. Если в недрах земли до сих пор идет органический синтез, есть надежда на открытие новых залежей нефти. Если же она имеет исключительно органическое происхождение, перспективы неутешительны. Считается, что при сохранении текущего уровня потребления и при добыче нефти из легкодоступных источников она закончится уже во второй половине этого столетия. Однако с развитием технологий нефть будет можно добывать из неожиданных источников – например, из природных битумов, запасы которых составляют 600 млрд. тонн, что более чем в четыре раза превышает доказанные традиционные запасы нефти [5, 6].

Благодаря высокой энергоемкости и транспортабельности, с середины XX века нефть служит самым важным источником энергии в мире. На производство топлива идет до 84 % добываемого сегодня объема. Остальные 16 % служат сырьем для переработки в пластмассы, растворители, удобрения, лекарственные средства и прочую продукцию, без которой современная цивилизация просто невозможна. Даже если в далеком будущем нефть утратит приоритетную роль в качестве топлива, ее ценность при этом не уменьшится. Человечество по-прежнему не сможет обойтись без предметов, обязательным компонентом в изготовлении которых является нефть. Таким образом, с развитием альтернативных и возобновляемых источников энергии все больше нефти будет тратиться на нужды нефтехимической промышленности.

Сегодня доказанные мировые запасы нефти составляют 1208,2 млрд. баррелей. За последние 25 лет этот показатель стремительно вырос, увеличившись почти на 500 млрд. баррелей. Потенциальные запасы нефти по последним данным оцениваются в 2614 млрд. баррелей.

Абсолютным лидером по доказанным запасам нефти является Ближний Восток – на его долю приходится около 61,5 % от общего объема. При этом около 22 % мировых запасов приходится на Саудовскую Аравию. Евразия обладает 12 % мировых запасов, из которых 6,6 % приходится на Россию (табл. 1.1) [7, 96, 97, 98, 99, 100].

Таблица 1.1

Крупнейшие нефтяные месторождения в мире

Месторождение	Страна	Оцененные запасы млрд. баррелей
Гавар	Саудовская Аравия	75–83
Бурган	Кувейт	66–72
Кантарел	Мексика	35 (извлекаемые 18)
Боливар	Венесуэла	30–32
Сафания-Хафджи	Саудовская Аравия / нейтральная зона	30
Румалия	Ирак	20
Тенгиз	Казахстан	15–26
Ахваз	Иран	17
Киркук	Ирак	16
Марун	Иран	16
Дацин	Китай	16
Гашаран	Иран	15
Агаджари	Иран	14
Самотлор	Западная Сибирь, Россия	14–16
Прадхо–Бей	Аляска, США	13
Кашаган	Казахстан	13
Абкайк	Саудовская Аравия	12
Ромашкино	Волго-Уральский бассейн, Россия	12–14
Чиконтепек	Мексика	12
Берри	Саудовская Аравия	12
Закум	Абу-Даби, ОАЭ	12
Манифа	Саудовская Аравия	11
Фарузан-Марджан	Саудовская Аравия / Иран	10
Марлим	Кампос, Бразилия	10–14

Сегодня более 80 % объема мировой добычи осуществляется из месторождений, открытых до 1973 года. В последнее время лидерами по добыче нефти являются Саудовская Аравия, на которую приходится около 13 % от добываемого объема, и Россия, чья доля в мировой добыче составляет более 12 % в год (табл. 1.2).

Россия – единственная среди крупных промышленно развитых стран мира, которая не только полностью обеспечена нефтью, но и в значительной мере экспортирует топливо (табл. 1.3) [7, 101, 102, 103, 104, 105, 106].

Таблица 1.2

Динамика добычи российской нефти 1992–2007 гг. (млн. т.)

	1992	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Нефть, включая газовый конденсат	399	307	324	380	421	459	470	481	491

Таблица 1.3

Российский экспорт нефти и нефтепродуктов 1995–2007 гг. (млн. т)

	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Нефть сырая	116	145	188	223	258	253	248	258
нефтепродукты	46,5	62,7	75,4	77,7	82,4	97,1	104	111

1.1. Основные методы переработки нефти

Выбор направления переработки нефти и ассортимента получаемых нефтепродуктов определяется физико-химическими свойствами нефти, уровнем технологии нефтеперерабатывающего завода и настоящей потребности хозяйств в товарных нефтепродуктах [8, 9, 10].

Различают три основных варианта переработки нефти:

- топливный,
- топливно-масляный,
- нефтехимический.

По *топливному варианту* нефть перерабатывается в основном на моторные и котельные топлива.

Топливный вариант переработки отличается наименьшим числом участвующих технологических установок и низкими капиталовложениями. Различают глубокую и неглубокую топливную переработку. При глубокой переработке нефти стремятся получить максимально возможный выход высококачественных и автомобильных бензинов, зимних и летних дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей. Выход котельного топлива в этом варианте сводится к минимуму. Таким образом, предусматривается такой набор процессов вторичной переработки, при котором из тяжелых нефтяных фракций и остатка – гудрона получают высококачественные легкие моторные топлива.

Сюда относятся каталитические процессы – каталитический крекинг, каталитический риформинг, гидрокрекинг и гидроочистка, а также термические процессы, например коксование. Переработка заводских газов в этом случае направлена на увеличение выхода высококачественных бензинов. При неглубокой переработке нефти предусматривается высокий выход котельного топлива.

По *топливно-масляному варианту* переработки нефти наряду с топливами получают смазочные масла. Для производства смазочных масел обычно подбирают нефти с высоким потенциальным содержанием масляных фракций. В этом случае для выработки высококачественных масел требуется минимальное количество технологических установок. Масляные фракции (фракции, выкипающие выше 350 °С), выделенные из нефти, сначала подвергаются очистке избирательными растворителями: фенолом или фурфуролом, чтобы удалить часть смолистых веществ и низкоиндексные углеводороды, затем проводят депарафинизацию при помощи смесей метилэтилкетона или ацетона с толуолом для понижения температуры застывания масла. Заканчивается обработка масляных фракций доочисткой отбеливающими глинами. Последние технологии получения масел используют процессы гидроочистки взамен селективной очистки и обработки отбеливающими глинами. Таким способом получают дистиллятные масла (легкие и средние индустриальные, автотракторные и др.). Остаточные масла (авиационные, цилиндровые) выделяют из гудрона путем его деасфальтизации жидким пропаном. При этом образуется деасфальт и асфальт. Деасфальт подвергается дальнейшей обработке, а асфальт перерабатывают в битум или кокс [10,11].

Нефтехимический вариант переработки нефти по сравнению с предыдущими вариантами отличается большим ассортиментом нефтехимической продукции и в связи с этим наибольшим числом технологических установок и высокими капиталовложениями. Нефтеперерабатывающие заводы, строительство которых проводилось в последние два десятилетия, направлены на нефтехимическую переработку. Нефтехимический вариант переработки нефти представляет собой сложное сочетание предприятий, на которых помимо выработки высококачественных моторных топлив и масел не только проводится подготовка сырья (олефинов, ароматических, нормальных и изопарафиновых углеводородов и др.) для тяжелого органического синтеза, но и осуществляются сложнейшие физико-химические процессы, связанные с многотоннажным производством азотных удобрений, синтетического каучука, пластмасс, синтетических волокон, моющих веществ, жирных кислот, фенола, ацетона, спиртов, эфиров и др.

Для производства многочисленных продуктов различного назначения и со специфическими свойствами применяют методы разделения нефти на фракции и группы углеводородов, а также изменения ее химического состава. Различают первичные и вторичные *методы переработки* нефти:

– к первичным относят процессы разделения нефти на фракции, когда используются ее потенциальные возможности по ассортименту, количеству и качеству получаемых продуктов и полупродуктов – перегонка нефти;

– к вторичным относят процессы деструктивной переработки нефти и очистки нефтепродуктов, предназначенные для изменения ее химического состава путем термического и каталитического воздействия. При помощи этих методов удастся получить нефтепродукты заданного качества и в больших количествах, чем при прямой перегонке нефти [88, 89].

Перегонка нефти

Различают перегонку с однократным, многократным и постепенным испарением. При перегонке с однократным испарением нефть нагревают до определенной температуры и отбирают все фракции, перешедшие в паровую фазу [9, 10, 87, 88].

Перегонка нефти с многократным испарением производится с поэтапным нагреванием нефти, и отбором на каждом этапе фракций нефти с соответствующей температурой перехода в паровую фазу.

Перегонку нефти с постепенным испарением в основном применяют в лабораторной практике для получения особо точного разделения большого количества фракций. Отличается от других методов перегонки нефти низкой производительностью.

Процесс первичной переработки нефти (прямой перегонки), с целью получения нефтяных фракций, различающихся по температуре кипения без термического распада, осуществляют в кубовых или трубчатых установках при атмосферном и повышенном давлениях или в вакууме. Трубчатые установки отличаются более низкой достаточной температурой перегоняемого сырья, меньшим крекингом сырья, и большим КПД. Поэтому на современном этапе нефтепереработки трубчатые установки входят в состав всех нефтеперерабатывающих заводов и служат поставщиками как товарных нефтепродуктов, так и сырья для вторичных процессов (термического и каталитического крекинга, риформинга).

Обезвоженная и обессоленная нефть подвергается перегонке с целью получения товарных нефтепродуктов или, в большинстве случаев, полуфабрикатов для последующих процессов переработки. Перегонка нефти производится под давлением, близким к атмосферному, и называется атмосферной перегонкой. Остаток от такой перегонки нефти – мазут, содержащий углеводороды, кипящие выше 300° – 350° , обычно перегоняется под вакуумом, что позволяет нагревать сырьё не выше 400° – 425° и получать высококипящие погоны без заметного их разложения. Перегонка нефти ранее осуществлялась в кубах. Первая перегонная кубовая установка периодического действия была сооружена на р. Ухте в 1745; в 50-х гг. 18 в. Нефтеперегонное производство было организовано в Башкирии; в 1823 крепостные братья Дубинины соорудили в Моздоке нефтеперегонную установку, состоявшую из куба с топкой и деревянного чана со змеевиком и холодильником. На этой установке вырабатывались осветительный керосин и мазут, идущий на смазку колёс и упряжи. В 1885 в Баку русский инженер А. Ф. Инчик соорудил первую в мире кубовую батарею непрерывного действия. Батарея состояла из нескольких кубов, расположенных террасами, что давало возможность перетекать нефти из куба в куб самотёком. В дальнейшем на кубовых батареях были установлены ректификационные колонны, обеспечивающие более полное разделение дистиллятов. Весьма эффективно осуществляется перегонка нефти на компактных трубчатых установках, требующих меньшей затраты топлива.

Первая в мире трубчатая установка была сконструирована в 1890 г. русскими инженерами В.Г. Шуховым и С. Гавриловым. Упрощённая схема трубчатой установки изображена на рис. 1.1.

Нефть насосом 7 подаётся в трубчатую печь 1, где нагревается до 300° – 325° , и поступает в ректификационную тарельчатую колонну 2. Для увеличения глубины отбора в нижнюю часть колонны подаётся водяной пар, перегреваемый в трубчатой печи в пароперегревателе 3. С верха колонки отбираются пары бензина и воды, которые сгущаются в конденсаторе 4 и поступают в виде жидких продуктов в водоотделитель 5. Бензин перетекает в резервуар для орошения 6. Часть его выводится в хранилище, а часть насосом закачивается наверх колонны в качестве флегмы. Другие фракции отбираются в виде жидких продуктов с промежуточных тарелок колонны; из низа её отводится мазут.

Перегонка нефти обычно осуществляется в одну или две ступени. При одноступенчатой атмосферной перегонке в качестве дистиллятов получают светлые нефтепродукты – бензин, керосин, газойль или дизельное топливо, в остатке – мазут.

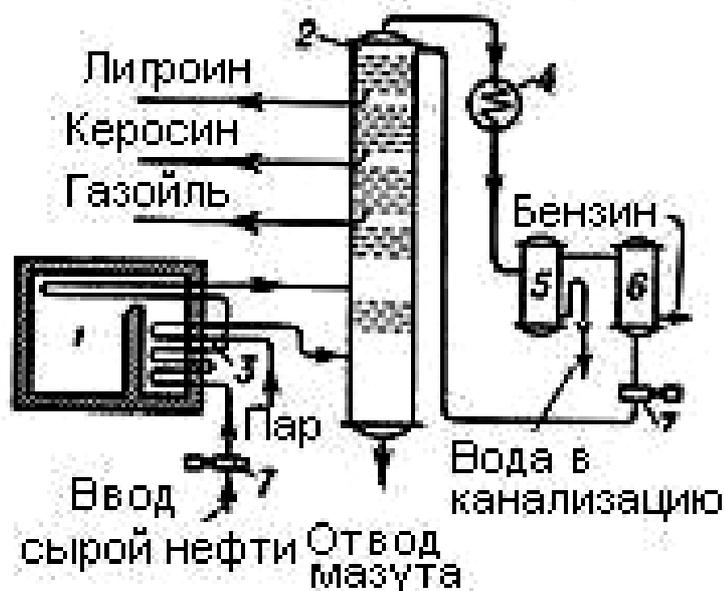


Рис.1.1. Схема трубчатой установки для прямой перегонки нефти:
 1 – трубчатая печь; 2 – колонна для фракционной разгонки;
 3 – пароперегреватель; 4 – конденсатор; 5 – водоотделитель;
 6 – резервуар для орошения; 7 – насос

При двухступенчатой (атмосферно-вакуумной) перегонке на установке имеются две ректификационные колонны, из которых на одной под атмосферным давлением получают светлые нефтепродукты и мазут; на второй, из мазута, путём перегонки под вакуумом получают масляные дистилляты и остаток – гудрон или масляный концентрат.

Использование в промышленности принципа перегонки с однократным испарением в сочетании с ректификацией паровой и жидкой фаз позволяет достигать высокой четкости разделения нефти на фракции, непрерывности процесса и экономичного расходования топлива на нагрев сырья [87, 88].

Ректификация

Ректификация – физический метод разделения, основанный на многократном противоточном контакте жидкой и паровой фаз. При этом паровая фаза обогащается низкокипящим компонентом, а жидкая – высококипящим. Ректификация, как и перегонка, может осуществляться периодически и непрерывно. Ректификацией можно разделять смесь компонентов, различающихся по температуре кипения всего на 0,5 °С [9, 10, 11, 89].

В зависимости от внутреннего устройства, обеспечивающего контакт между восходящими парами и нисходящей жидкостью (флегмой), ректификационные колонны делятся на насадочные, тарельчатые, роторные и др. В зависимости от давления они делятся на ректификационные колонны высокого давления, атмосферные и вакуумные. Первые применяют в процессах стабилизации нефти и бензина. Атмосферные и вакуумные ректификационные колонны в основном применяют при перегонке нефти, остаточных нефтепродуктов и дистилляторов. Принципиальная схема (схема атмосферно-вакуумной установки) для промышленной перегонки нефти приведена на рисунке 1.2.

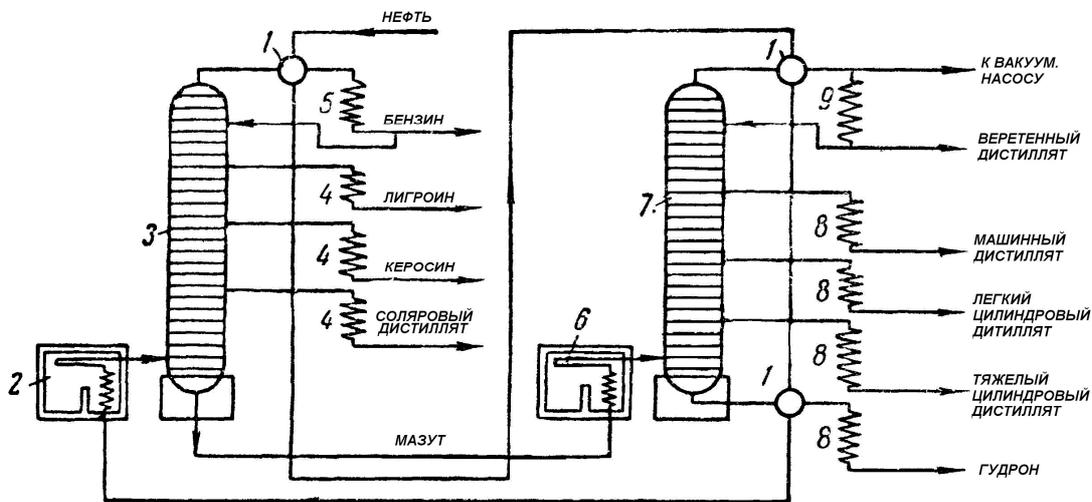


Рис. 1.2. Схема атмосферно-вакуумной установки:

1 – теплообменники; 2, 6 – трубчатые печи; 3, 7 – барботажные ректификационные колонны; 4, 8 – холодильники; 5, 9 – конденсаторы

Нефть насосом последовательно прокачивается через трубчатые теплообменники 1, где она, отнимая тепло от дистиллятов, подогревается примерно до 170–175 °С и поступает в трубки первой трубчатой печи 2.

В трубках нефть находится под некоторым избыточным давлением, которое создается насосом. Из трубчатой печи нефть, с температурой 300–350 °С, в парожидкостном состоянии, подается в нижнюю часть ректификационной колонны 3, где давление снижается, происходит испарение фракций и отделение их от жидкого остатка – мазута. Пары фракций поднимаются вверх и ректифицируются. По высоте колонны в сконденсированном виде отбираются дистилляты, которые дополнительно ректифицируются в отпарных колоннах (на чертеже не показаны) и охлаждаются водой в холодильниках 4.

Сверху колонны отводятся пары бензина, охлаждаемые сначала в теплообменнике 1 и затем в конденсаторе 5, где они превращаются в жидкости. Жидкий бензин частично подается на орошение колонны. Мазут, который выводится из колонны 3 снизу, поступает во вторую трубчатую печь 6, нагревается до 400–420 °С и попадает в колонну 7, работающую под вакуумом. В колонне 7 в нижней части происходит отделение гудрона, образующиеся пары подвергаются ректификации под вакуумом. Гудрон и отбираемые из колонны (сверху) пары веретенного дистиллята охлаждаются в теплообменниках 1 поступающей на переработку нефтью. Далее гудрон, как и другие отбираемые из колонны дистилляты, охлаждается водой в холодильниках 8, а пары веретенного дистиллята конденсируются в конденсаторе 9. Конденсат частично подается на орошение колонны. Выход бензинов при прямой гонке, зависящий от фракционного состава нефти, колеблется от 3 % до 15 %.

В присутствии водяного пара в ректификационной колонне снижается парциальное давление углеводородов, а, следовательно, их температура кипения. В результате наиболее низкокипящие углеводороды, находящиеся в жидкой фазе после однократного испарения, переходят в парообразное состояние и вместе с водяным паром поднимаются вверх по колонне. Водяной пар проходит всю ректификационную колонну и уходит с верхним продуктом, понижая температуру в ней на 10–20 °С. На практике применяют перегретый водяной пар и вводят его в колонну с температурой, равной температуре подаваемого сырья или несколько выше (обычно ненасыщенный пар при температуре 350–450 °С под давлением 2–3 атм).

Влияние водяного пара заключается в следующем:

- интенсивно перемешивается кипящая жидкость, что способствует испарению низкокипящих углеводородов;
- создается большая поверхность испарения тем, что испарение углеводородов происходит внутрь множества пузырьков водяного пара.

Расход водяного пара зависит от количества отпариваемых компонентов, их природы и условий внизу колонны. Для хорошей ректификации жидкой фазы внизу колонны необходимо, чтобы примерно 25 % ее переходило в парообразное состояние.

В случае применения в качестве испаряющего агента инертного газа происходит большая экономия тепла, затрачиваемого на производство перегретого пара, и снижение расхода воды, идущей на его конденсацию. Весьма рационально применять инертный газ при перегонке сернистого

сырья, т.к. сернистые соединения в присутствии влаги вызывают интенсивную коррозию аппаратов. Однако инертный газ не получил широкого применения при перегонке нефти из-за громоздкости подогревателей газа и конденсаторов парогазовой смеси (низкого коэффициента теплоотдачи) и трудности отделения отгоняемого нефтепродукта от газового потока.

Удобно в качестве испаряющего агента использовать легкие нефтяные фракции – лигроино – керосино – газойлевую фракцию, т.к. это исключает применение открытого водяного пара при перегонке сернистого сырья, вакуума и вакуумсоздающей аппаратуры и, в то же время, избавляет от указанных сложностей работы с инертным газом. Чем ниже температура кипения испаряющего агента и больше его относительное количество, тем ниже температура перегонки. Однако чем легче испаряющий агент, тем больше его теряется в процессе перегонки. Поэтому в качестве испаряющего агента рекомендуется применять лигроино – керосино – газойлевую фракцию.

В результате перегонки нефти при атмосферном давлении и температуре 350–370 °С остается мазут, для перегонки которого необходимо подобрать условия, исключающие возможность крекинга и способствующие отбору максимального количества дистилляторов. Самым распространенным методом выделения фракций из мазута является перегонка в вакууме. Вакуум понижает температуру кипения углеводородов и тем самым позволяет при 410–420 °С отобрать дистилляты, имеющие температуры кипения до 500 °С (в пересчете на атмосферное давление). Нагрев мазута до 420 °С сопровождается некоторым крекингом углеводородов, но если получаемые дистилляторы затем подвергаются вторичным методам переработки, то присутствие следов непредельных углеводородов не оказывает существенного влияния. При получении масляных дистилляторов разложение их сводят к минимуму, повышая расход водяного пара, снижая перепад давления в вакуумной колонне и др.

Существующие промышленные установки способны поддерживать рабочее давление в ректификационных колоннах 20 мм рт. ст. и ниже.

Рассмотренные методы перегонки нефти дают достаточно четкие разделения компонентов, однако оказываются непригодными, когда из нефтяных фракций требуется выделить индивидуальные углеводороды высокой чистоты (96–99 %), которые служат сырьем для нефтехимической промышленности (бензол, толуол, ксилол и др.) [10, 87, 88].

Крекинг нефти

При первичной перегонке нефть подвергается только физическим изменениям. От неё отгоняются лёгкие фракции, т.е. отбираются части её, кипящие при низких температурах и состоящие из разных по величине углеводородов. Сами углеводороды остаются при этом неизменёнными. Выход бензина, в этом случае, составляет лишь 10–15 %. Такое количество бензина не может удовлетворить всё возрастающий спрос на него со стороны авиации и автомобильного транспорта [11, 12, 59].

При крекинге нефть подвергается химическим изменениям. Меняется строение углеводородов. В аппаратах крекинг-заводов происходят сложные химические реакции. Выход бензина из нефти значительно увеличивается (до 65–70 %) путем расщепления углеводородов с длинной цепью, содержащихся, например, в мазуте, на углеводороды с меньшей относительной молекулярной массой. Такой процесс называется крекингом (от англ. crack – расщеплять).

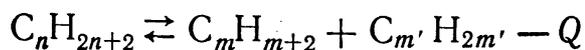
Крекинг изобрёл русский инженер Шухов в 1891 г. В 1913 г. изобретение Шухова начали применять в Америке. Крекингом называется процесс расщепления углеводородов, содержащихся в нефти, в результате которого образуются углеводороды с меньшим числом атомов углерода в молекуле. Процесс ведётся при более высоких температурах (до 600), часто при повышенном давлении. При таких температурах крупные молекулы углеводородов раздробляются на более мелкие.

Протекающие при крекинге процессы можно разделить на следующие группы: 1) распад молекул с разрывом связи С–С, 2) дегидрирование, приводящее к разрыву связи С–Н, 3) изомеризация, 4) реакции синтеза (полимеризация, циклизация, конденсация).

Реакции первых двух типов – эндотермические, это процессы расщепления или крекинга углеводородов, они, как правило, первичные. Остальные – экзотермические и вторичные; исходными для них являются продукты первичных реакций.

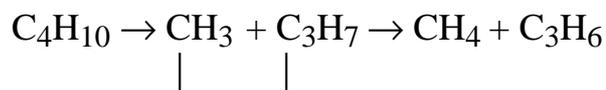
У парафиновых углеводородов энергия активации связи С–С в среднем 297277 Дж/моль, а связи С–Н 385204 Дж/моль, следовательно, связь С–Н более прочна, чем связь С–С, и поэтому при крекинге преобладающими для парафиновых углеводородов являются процессы разрыва связи С–С.

В общем, виде это можно представить как образование двух углеводородов:

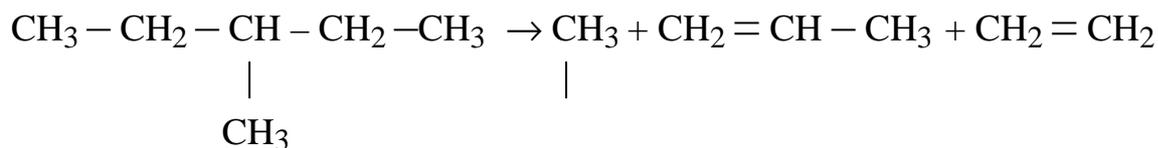


одного предельного и другого непредельного (в уравнении $m + m' = n$), причем фактически в данном случае протекает цепная реакция.

Связи С–С по краям молекулы прочнее, чем в середине цепочки, поэтому разрыв связи происходит преимущественно в середине молекулы с образованием двух радикалов. Радикалы в момент образования могут обмениваться атомами водорода и в результате превратиться в две молекулы углеводородов – предельный и непредельный, например:



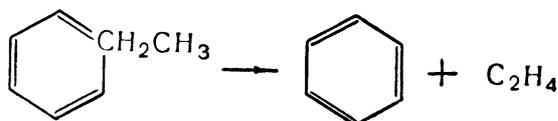
В случае если радикалы не успевают обмениваться водородом, крупные радикалы тут же начинают распадаться, давая молекулы непредельных углеводородов и более простой радикал и т.д. до образования простых устойчивых радикалов – метила или этила, например:



Простой радикал, столкнувшись с молекулой исходного углеводорода, превращается в молекулу предельного углеводорода, а молекула исходного углеводорода – в сложный радикал и т.д. Таким образом возникает цепная реакция, дающая в результате предельные и непредельные углеводороды, и частично изомеризуются.

Ароматические углеводороды могут расщепляться по связи $C_{ар} - C_{ал}$ – с отрывом боковой цепи.

При этом происходит образование простых ароматических и непредельных углеводородов, например, из этилбензола по реакции:



получится бензол и этилен.

Кроме этого, возможна также конденсация ароматических углеводородов, являющаяся источником коксообразования.

Непредельные углеводороды, получающиеся при крекинге, вступают в реакции конденсации и циклизации, как друг с другом, так и с исходными продуктами, образуя при этом ароматические и другие сложные углеводороды. Большинство превращений нафтеновых, ароматических и непредельных углеводородов так же, как и предельных, имеет цепной механизм.

Аппаратура крекинг-заводов в основном та же, что и для перегонки нефти. Это – печи, колонны. Но режим переработки другой. Сырье тоже другое – мазут. Мазут – остаток первичной перегонки – густ и тяжёл, его удельный вес близок к единице. Это потому, что он состоит из сложных и крупных молекул углеводородов. Когда на крекинг-заводе мазут снова подвергается переработке, часть составляющих его углеводородов раздробляется на более мелкие. А из мелких углеводородов как раз и составляются лёгкие нефтяные продукты – бензин, керосин, лигроин [59, 87, 88, 89].

Термический крекинг

Расщепление молекул углеводородов протекает при более высокой температуре (470–550 °С) и давлении 2–7 МПа. При крекинге смеси углеводородов различных классов наблюдается некоторая последовательность или селективность крекинга. Основными факторами, определяющими протекание процессов крекинга, являются температура, давление и время пребывания углеводородов в зоне реакции [11, 12, 14, 59].

Температура способствует преимущественно протеканию той или иной реакции из числа термодинамически возможных. На рис. 1.3 изображена зависимость величины изменения свободной энергии образования некоторых углеводородов от температуры в пределах

300–1200 К, отнесенная к одному атому углерода. Эти данные позволяют установить относительную стабильность углеводородов. С точки зрения термодинамики, из рис. 1.3 видно, что тенденция углеводородов к разложению при данной температуре понижается при переходе от верхних кривых к нижним, т.к. при этом уменьшается величина изменения свободной энергии образования отдельных углеводородов. Повышение температуры приводит к снижению прочности углеводородов. График показывает, что метан при всех температурах устойчивее других соединений; термическая устойчивость парафиновых углеводородов понижается при переходе к высшим членам гомологического ряда. Следовательно, при нагревании в первую очередь происходит расщепление углеводородов с длинной цепью. Место разрыва связи с повышением температуры сдвигается к краю цепи и идет с образованием более устойчивых углеводородов с короткими цепями вплоть до метана. Однако и метан при температурах выше 820 К начинает разлагаться на углерод и водород.

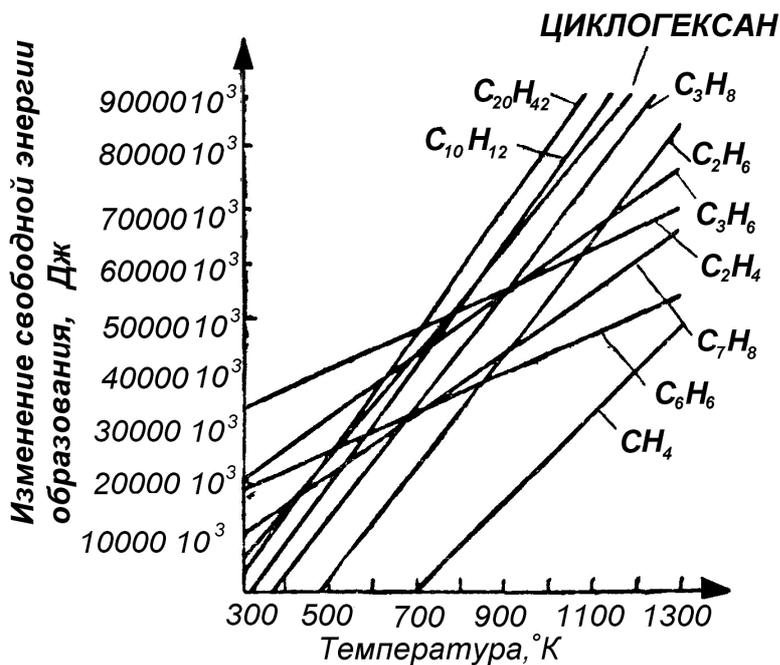


Рис. 1.3. Зависимость изменения свободной энергии образования углеводородов от температуры

Метановые и нафтеновые углеводороды при низких температурах (ниже 500 К) являются более стабильными, в то время как при высоких температурах более устойчивы ароматические углеводороды и олефины.

Температура, далее, влияет на скорость реакций крекинга. С повышением температуры сильно увеличивается общая скорость крекинга. При малых степенях разложения, когда вторичные реакции еще не имеют существенного значения, зависимость скорости крекинга от температуры выражается уравнением Аррениуса. Скорость превращения отдельных групп углеводородов располагается в следующей последовательности: парафины – нафтены – ароматические углеводороды.

Таким образом, повышение температуры приводит к увеличению выхода газообразных продуктов и к повышению количества ароматических углеводородов и олефинов по сравнению с исходным сырьем. Верхний предел температуры ограничивается возможностью протекания процессов, ведущих к коксообразованию.

Повышение давления, во-первых, подавляет обратимые реакции расщепления, идущие с увеличением объема и, во-вторых, благоприятствует протеканию вторичных реакций полимеризации и конденсации, приводящих к образованию более тяжелых продуктов. Изменение давления оказывает влияние на место разрыва цепи – при более высоких давлениях разрыв цепи происходит ближе к середине, при низких – ближе к концу цепи.

Следовательно, если стремятся увеличить выход жидких продуктов, процесс проводят при повышенном давлении и, наоборот, если желательно получать больше газов, целесообразно осуществлять крекинг при пониженном давлении.

Продолжительность пребывания углеводородов в зоне высоких температур оказывает влияние на протекание реакций крекинга. При длительном пребывании может проходить разложение первичных и вторичных продуктов реакции на углерод и водород. Благодаря этому степень превращения за один проход в процессах крекинга стараются ограничить 50–70 %, а затем после отделения продуктов крекинга, напр. бензина и тяжелого остатка, так называемую промежуточную или среднюю фракцию подвергают вновь крекингу, либо отдельно, либо возвращают на крекинг в смеси со свежим сырьем (крекинг с рециркуляцией).

Термический крекинг – можно разделить на крекинг в смешанной фазе (раньше называли – жидкофазный) и в паровой фазе. Первый проводят при умеренной температуре 350–500 °С и повышенном давлении до 70 атм, второй осуществляется при умеренной или высокой температуре и при высоких и низких давлениях.

При смешанном крекинге реакции крекинга протекают и в жидкой и в паровой фазах, при парофазном – в паровой фазе.

Принципиально технологический процесс заключается в том, что сырье нагревается в трубчатых печах до температуры, при которой крекинг углеводородов протекает с достаточной скоростью, а затем продукты крекинга разделяются ректификацией. На рис. 1.4 приводится схема термического смешанного крекинга мазута с отдельным крекированием тяжелых и легких фракций.

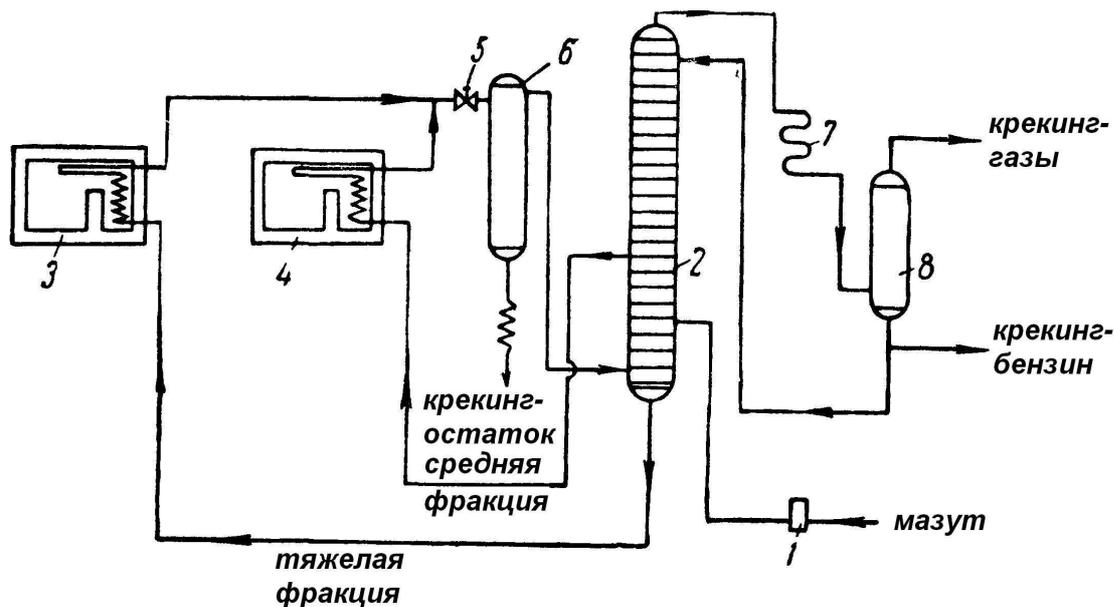


Рис. 1.4. Схема термического крекинга мазута:

- 1 – насос; 2 – барботажная ректификационная колонна; 3, 4 – трубчатые печи; 5 – редукционный вентиль; 6 – испаритель; 7 – конденсатор; 8 – сепаратор

Мазут насосом 1 подается в ректификационную колонну 2. В эту же колонну поступают пары, полученные в результате крекинга. При соприкосновении на тарелках колонны паров с сырьем происходит конденсация содержащихся в парах тяжелых и испарение из сырья легких фракций. В результате снизу колонны 2 отбирается тяжелая фракция, идущая в трубчатую печь крекинга 3, а из средней части колонны более легкая – средняя фракция, поступающая на крекирование в трубчатую печь 4. Температура в печи 3 – 470–480 °С, в печи 4 – 500–510 °С, давление в печах 60–70 атм. Продукты из обеих печей через редукционный вентиль 5 поступают в испаритель 6, где происходит отделение паров от крекинг-остатка, выводимого из испарителя через холодильник.

Пары из испарителя 6 идут на разделение в ректификационную колонну 2. Сверху колонны отбираются пары бензина, которые конденсируются в конденсаторе 7 и отделяются от газов в сепараторе 8; частично бензин подается на орошение колонны 2.

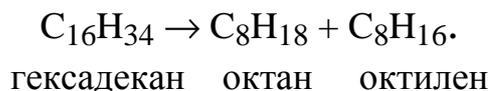
Средний выход продуктов, например, при термическом крекинге мазута: крекинг-бензина 30–35 %, крекинг-газов 10–15 %, крекинг-остатка 50–55 %.

Бензины термического крекинга обладают более высокой детонационной стойкостью, чем некоторые бензины прямой гонки, благодаря присутствию в них ароматических углеводородов и углеводородов разветвленного строения. Октановое число таких бензинов – около 70. В бензине термического крекинга содержится много непредельных углеводородов, которые легко окисляются и полимеризуются. Поэтому этот бензин менее устойчив при хранении. При его сгорании могут засориться различные части двигателя. Для устранения этого вредного действия к такому бензину добавляют окислители.

Практически при термическом крекинге получают: бензин, газы и крекинг-остаток. Газы термического крекинга – смесь предельных и непредельных углеводородов: этана, этилена, пропана, пропилена, бутанов, бутиленов, пентанов и др. Крекинг-остаток используется главным образом как котельное топливо.

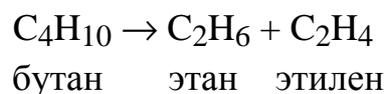
Процесс протекает медленно, образуются углеводороды с неразветвленной цепью атомов углерода. Если в нагреваемую на сильном пламени трубку (заполненную железными стружками для улучшения теплопередачи) пускать из воронки по каплям керосин или смазочное масло, очищенные от непредельных углеводородов, то в U-образной трубке вскоре будет собираться жидкость, а в цилиндре над водой – газ. Полученная жидкость, в отличие от взятой для реакции, обесцвечивает бромную воду, т.е. содержит непредельные соединения. Собранный газ хорошо горит и также обесцвечивает бромную воду.

Результаты опыта объясняются тем, что при нагревании произошёл распад углеводородов, например:



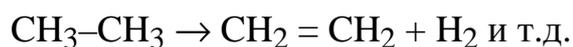
Образовалась смесь предельных и непредельных углеводородов с меньшими молекулярными массами, аналогичная бензину.

Получившиеся жидкие вещества частично могут разлагаться далее, например:



Эти реакции приводят к образованию большого количества газообразных веществ. Выделившийся в процессе крекинга этилен широко используется в качестве сырья для химической промышленности: производства полиэтилена и этилового спирта [13, 14, 59, 89].

При температурах 700–1000 °С проводят пиролиз (термическое разложение) нефтепродуктов, в результате которого получают главным образом легкие алкены – этилен, пропилен и ароматические углеводороды. При пиролизе возможно протекание следующих реакций:



Каталитический крекинг

Расщепление молекул углеводородов протекает в присутствии катализаторов (обычно алюмосиликатов – твердых высокопористых тел, состоящих в основном из окиси алюминия) и при температуре (450–500 °С) и атмосферном давлении (0,6–1,0 атм), большей частью, в паровой фазе. Алюмосиликатные катализаторы могут быть природными – активизированные глины и синтетическими, причем последние обладают большей каталитической активностью, механической прочностью и термической стойкостью, чем первые. Одним из катализаторов является специально обработанная глина. Эта глина в мелком раздробленном состоянии – в виде пыли – вводится в аппаратуру завода. Углеводороды, находящиеся в парообразном и газообразном состоянии, соединяются с пылинками глины и раздробляются на их поверхности. Такой крекинг называется крекингом с пылевидным катализатором. Этот вид крекинга теперь широко распространяется. Катализатор потом отделяется от углеводородов. Углеводороды идут своим путём на ректификацию и в холодильники, а катализатор – в свои резервуары, где его свойства восстанавливаются [8, 10, 11].

Каталитический крекинг, проводимый в присутствии катализаторов:

1) дает высокие выходы бензина и дистиллятов из тяжелого нефтяного сырья;

- 2) получаемые бензины имеют высокие октановые числа;
- 3) одновременно с бензинами достигается большой выход легких углеводородов C_3-C_4 (газов), являющихся сырьем для синтеза органических продуктов;
- 4) при переработке сернистого сырья получать бензины с низким содержанием серы.

Указанные возможности каталитического крекинга сделали его в настоящее время важнейшим процессом деструктивной переработки нефти и нефтепродуктов.

Последовательность крекинга отдельных видов углеводородов определяется не скоростями превращений, как при термическом крекинге, а способностью отдельных компонентов адсорбироваться на поверхности катализатора. Последовательность реакций углеводородов при каталитическом крекинге следующая: ароматические – непредельные – нафтеновые – парафиновые.

Ароматические углеводороды, обладая наибольшей адсорбционной способностью, в первую очередь образуют на поверхности катализатора адсорбционный слой и претерпевают превращения. При этом конденсированные ароматические углеводороды дают кокс, а алкилированные ароматические углеводороды расщепляются по связи $C_{ар}-C_{ал}$ с образованием простейших ароматических и непредельных углеводородов.

Непредельные углеводороды могут подвергаться реакциям перераспределения водорода, при которых образуются насыщенные углеводороды и глубоко ненасыщенные, дающие коксовые отложения на катализаторе. Благодаря превращениям, которые претерпевают непредельные углеводороды, бензины каталитического крекинга содержат мало олефинов.

Нафтеновые углеводороды подвергают крекингу с раскрытием кольца, изомеризации, дегидрированию с получением ароматических углеводородов и продуктов уплотнения, частично остающихся на катализаторе.

Парафиновые углеводороды подвергаются расщеплению в последнюю очередь.

Таким образом, для каталитического крекинга характерны процессы ароматизации, изомеризации, образования газообразных продуктов и кокса. Кокс откладывается на поверхности катализатора, препятствует доступу к ней молекул углеводородов и делает катализатор неактивным.

Для восстановления активности, катализатор должен быть подвергнут регенерации.

Регенерация катализатора заключается в выжиге с его поверхности кокса воздухом при 550–600 °С, после чего катализатор вновь используется для крекинга. Таким образом, каталитический крекинг практически включает чередование рабочего процесса и процесса регенерации катализатора.

Различные виды каталитического крекинга отличаются друг от друга состоянием слоя катализатора. В настоящее время существует три вида установок:

- 1) с неподвижным, фильтрующим слоем катализатора;
- 2) со взвешенным или кипящим слоем катализатора;
- 3) с движущимся катализатором.

Регенерация катализатора в случае фильтрующего слоя катализатора производится в контактных аппаратах, в которые периодически прекращается подача сырья и подводится воздух для выжига кокса. Такого типа сменноциклическая работа контактных аппаратов, как малоинтенсивная, уступила в настоящее время место установкам со взвешенным и движущимся катализатором. В этих установках процессы крекинга и регенерации катализатора отдельные: крекинг проводится в контактных аппаратах, регенерация в специальных аппаратах – регенераторах, конструкция которых принципиально не отличается от конструкции контактных аппаратов. Катализатор непрерывно циркулирует между контактным аппаратом и регенератором.

Крекинг в кипящем слое катализатора, получивший наибольшее распространение, осуществляется с микросферическим катализатором.

На схеме (рис. 1.5) реактор и регенератор конструктивно объединены в одном аппарате, в котором в верхней части находится реактор 7, а в нижней – регенератор 2. Реактор и регенератор соединены внутри аппарата катализаторопроводами 3 и 4. Сырье, пройдя трубчатую печь 5, засасывает отрегенерированный катализатор из цилиндрического колодца 6 и по трубе 4 вместе с катализатором поступает на решетку 7 реактора 1. Продукты крекинга освобождаются от частиц катализатора в циклоне 8 и идут на разделение. В нижнюю часть реактора вводится водяной пар, для удаления с поверхности катализатора адсорбированных углеводородов и для создания в нижней части реактора парового затвора, исключающего попадание продуктов крекинга в регенератор. Отработанный катализатор по трубе 3 опускается в регенератор, в котором под решетку 9 для сжигания кокса вдувается воздух.

Дымовые газы, образовавшиеся в результате горения, после очистки в циклонах 10 выводятся из аппарата, а регенерированный катализатор вновь возвращается в реактор.

В процессе регенерации благодаря горению кокса температура катализатора повышается и потому соприкасающееся с ним сырье нагревается. Таким образом, катализатор одновременно служит теплоносителем – его теплосодержание компенсирует эндотермический эффект реакций крекинга [10,11].

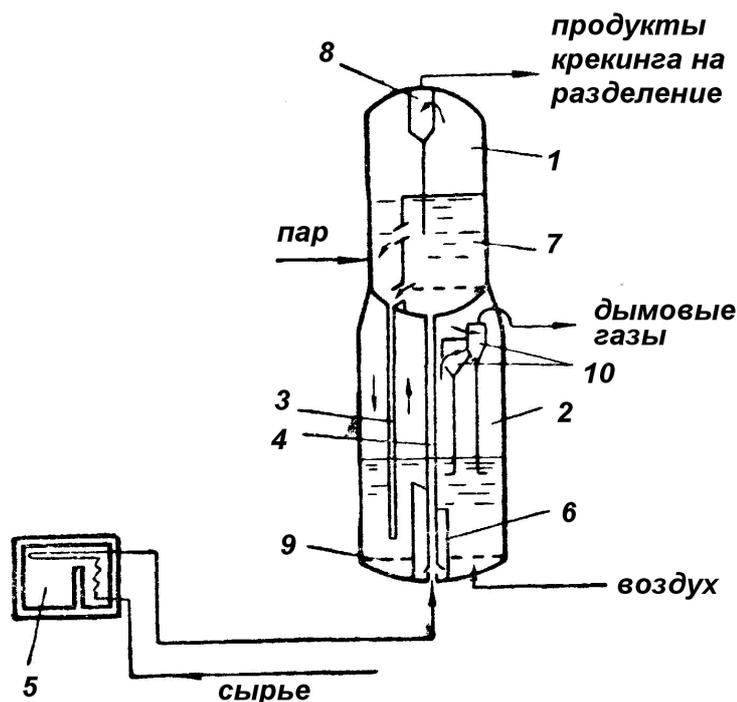


Рис. 1.5. Схема каталитического крекинга в кипящем слое:
1 – реактор; 2 – регенератор; 3, 4 – катализаторопроводы; 5 – трубчатая печь; 6 – колодец; 7, 9 – решетки; 8, 10 – циклоны

Крекинг с движущимся катализатором может включать два принципиально различных способа перемещения катализатора:

- а) падение зерен катализатора в потоке крекируемого сырья;
- б) движение катализатора снизу вверх под действием потока газа, т.е. в виде потока взвеса (пневмотранспорт).

В одной из распространенных схем каталитического крекинга используются оба способа движения катализатора (рис. 1.6). Сырье нагревается в трубчатой печи 1 до 350–360°C и поступает сверху в реактор 2, куда сверху же подается зерненный катализатор из бункера 3. Продукты крекинга из реактора идут на разделение.

Катализатор под действием силы тяжести постепенно опускается и самотеком попадает в регенератор 4, расположенный под реактором; перед выходом из реактора катализатор продувается паром. Для выжига с поверхности катализатора кокса в регенератор воздухоудувкой 5 подается воздух. Дымовые газы, образующиеся при регенерации катализатора, удаляются из регенератора. Тепло горения кокса может быть использовано для производства пара, для чего в регенератор вводятся трубы, по которым проходит вода (на рис. не показано). Регенерированный катализатор из нижней части регенератора через пневмоподъемник 6, с помощью сжатого воздуха, нагнетаемого воздухоудувкой 7, подается в бункер 3.

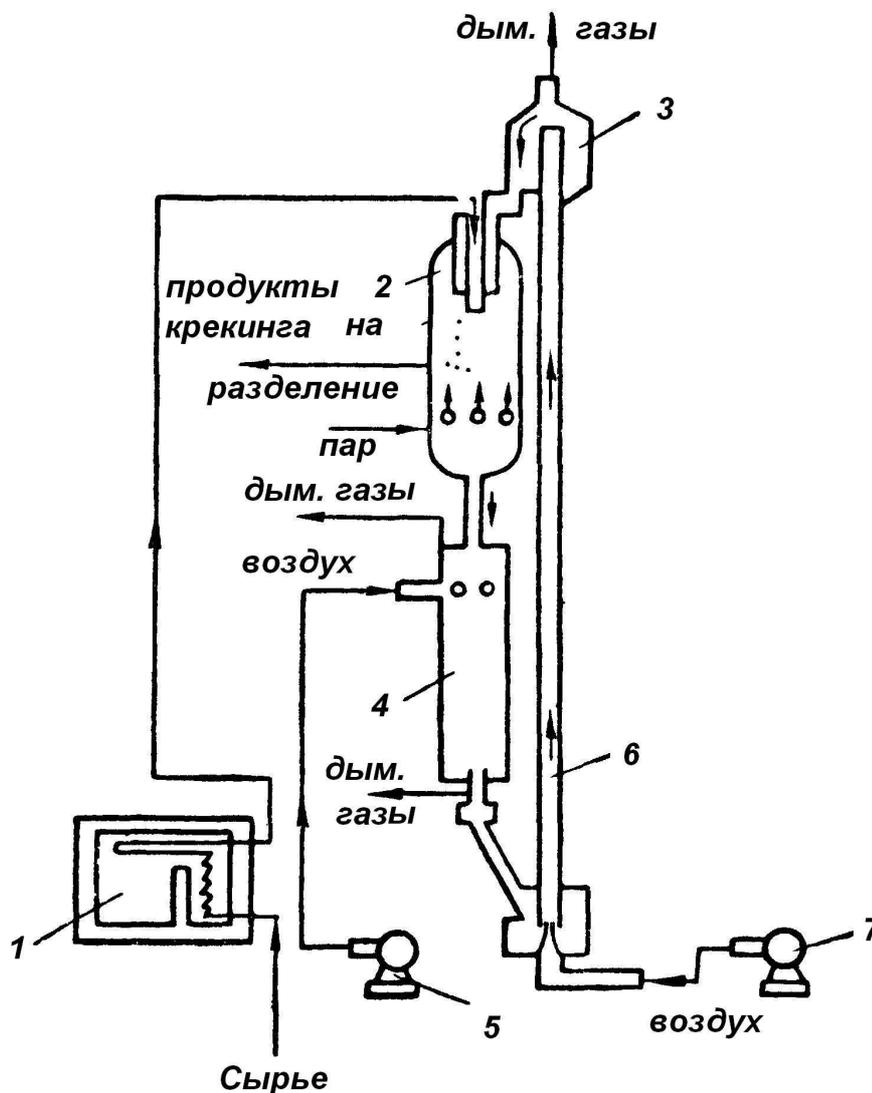


Рис. 1.6. Схема каталитического крекинга с движущимся катализатором:

- 1 – трубчатая печь; 2 – реактор; 3 – бункер; 4 – регенератор;
5, 7 – воздухоудувки; 6 – пневмоподъемник

При непрерывном движении катализатора происходит его истирание, образующаяся мелочь отделяется (на рис. не показано). Потери катализатора компенсируются вводом свежего катализатора.

Пневмотранспорт пылевидного катализатора может осуществляться снизу вверх внутри контактного аппарата потоком крекируемых паров нефтепродуктов (регенератор находится над контактным аппаратом). По выходе из аппарата катализатор отделяется от паров в циклонах или электрофильтрах и после регенерации под действием силы тяжести опускается и вновь поступает в аппарат.

Бензины каталитического крекинга отличаются от бензинов термического крекинга высоким содержанием ароматических, нафтеновых и изопарафиновых углеводородов и небольшим количеством олефинов. Бензины каталитического крекинга характеризуются стабильностью и имеют высокие октановые числа без этиловой жидкости – 78–80, с добавкой этиловой жидкости 90–92 единицы. Выход бензинов при каталитическом крекинге достигает 70 % от веса сырья.

Газы каталитического крекинга содержат предельные и непредельные углеводороды от C_1 до C_4 ; выход газов составляет в среднем 12–15 % от веса сырья.

Кокс откладывается на катализаторе в среднем в количестве 4–6 % от веса сырья.

При каталитическом крекинге, помимо бензина, газов и кокса, образуются дистилляты – лигроин, легкий и тяжелый каталитический газойль, которые частично возвращаются в реактор и циркулируют в системе.

Этим способом получают авиационный бензин с выходом до 80 %. Такому виду крекинга подвергается преимущественно керосиновая и газойлевая фракции нефти. Бензин каталитического крекинга по сравнению с бензином термического крекинга обладает еще большей детонационной стойкостью, т.к. в нем содержатся углеводороды с разветвленной цепью углеродных атомов. В бензине каталитического крекинга непредельных углеводородов содержится меньше, и поэтому процессы окисления и полимеризации в нем не протекают. Такой бензин более устойчив при хранении [8, 10, 11, 87].

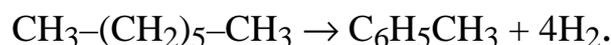
Риформинг

Риформинг – (от англ. Reforming – переделывать, улучшать) промышленный процесс переработки бензиновых и лигроиновых фракций нефти с целью получения высококачественных бензинов и ароматических углеводородов. При этом молекулы углеводородов в основном не расщепляются, а преобразуются. Сырьем служит бензинолигроиновая фракция нефти [13, 88, 89].

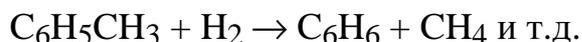
До 30-х годов 20 века риформинг представлял собой разновидность термического крекинга и проводился при 540 °С для получения бензина с октановым числом 70–72. С 40-х годов риформинг – каталитический процесс, научные основы которого разработаны Н.Д. Зелинским, а также В.И. Каржевным, Б.Л. Молдавским. Впервые этот процесс был осуществлен в 1940 г в США.

Риформинг проводят в промышленной установке, имеющей нагревательную печь и не менее 3–4 реакторов при $t = 350\text{--}520$ °С, в присутствии различных катализаторов: платиновых и полиметаллических, содержащих платину, рений, иридий, германий и другие во избежание дезактивации катализатора продуктом уплотнения коксом. Риформинг осуществляется под высоким давлением водорода, который циркулирует через нагревательную печь и реакторы. В результате риформинга бензиновых фракций нефти получают 80–85 % бензин с октановым числом 90–95, 1–2 % водорода и остальное количество газообразных углеводородов. Из трубчатой печи под давлением нефть подается в реакционную камеру, где и находится катализатор, отсюда она идет в ректификационную колонну, где разделяется на продукты [14].

Для улучшения свойств бензиновых фракций нефти они подвергаются каталитическому риформингу, который проводится в присутствии катализаторов из платины или платины и рения. При каталитическом риформинге бензинов происходит образование ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилола и др.) благодаря реакциям дегидрогенизации нафтеновых углеводородов, дегидроциклизации парафиновых углеводородов, изомеризации пятичленных нафтенов в шестичленные с последующей дегидрогенизацией их в ароматические, например:



Одновременно при этом протекают реакции гидрокрекинга и изомеризации парафиновых углеводородов. Ароматические углеводороды теряют при риформинге боковые цепи, например:



В процессе риформинга также происходит обессеривание бензина. При каталитическом риформинге можно получать высокооктановые бензины или ароматические углеводороды – бензол, толуол, ксилол. Ранее основным источником получения ароматических углеводородов была коксовая промышленность.

Существует ряд промышленных процессов риформинга, отличающихся друг от друга используемыми катализаторами, температурой, давлением, методами регенерации и состоянием катализатора. Общим для них является проведение реакций под давлением водорода, который необходим для того, чтобы затормозить образование углеродистых отложений на катализаторе.

Гидроформинг проводится в атмосфере водорода на окисных катализаторах.

Наибольшее же распространение получил так называемый *платформинг* – каталитический процесс переработки бензинолигроиновых фракций прямой гонки, проводимый на платиновом катализаторе (платина на окиси алюминия) в присутствии водорода [10].

Если платформинг проводится при температуре 480–510 °С и давлении от 15 до 30 атм., то в результате получают бензол, толуол, ксилол. При давлении около 50 атм. получают бензины с октановым числом без этиловой жидкости около 98, а с добавкой этиловой жидкости выше 100 единиц. Бензины платформинга отличаются стабильностью, малым содержанием серы благодаря гидрированию олефинов и серосодержащих соединений.

При всех способах каталитического риформинга наряду с жидкими продуктами получают газы, содержащие водород метан, этан, пропан, бутан. Углеводороды газов риформинга используются как сырье для органического и неорганического синтезов – аммиака, метанола и других соединений. Выход газов каталитического риформинга – 5–15 % от веса сырья [15].

1.2. Состав мазутов и его влияние на работу котлов

Топочные мазуты характеризуются в основном теми же показателями свойств, что и нефти, из которых они получаются. Подобно нефти, мазуты представляют собой сложные коллоидальные системы углеводородов, некоторые из которых способны образовывать в области температур застывания квазикристаллические структуры, обладающие пониженной текучестью. Наиболее типичными из них являются парафины–углеводороды нециклического строения. Будучи с технологической точки зрения наименее ценной частью нефтепродуктов, мазуты характеризуются повышенной вязкостью и плотностью, содержат значительное количество асфальто-смолистых веществ, более высокое, чем исходные нефти количество серы, ванадия, азота [15].

Элементный состав горючей части мазута близок к элементному составу нефти, а в случае малосернистого мазута он практически не отличается от состава нефти. Углерод и водород являются важнейшими компонентами органических топлив, так как при их окислении выделяется основное количество тепла. Например, при сгорании 1 кг углерода в среднем выделяется около 34 МДж а теплота сгорания водорода примерно в 4 раза выше.

Содержание углерода и водорода в мазуте колеблется в пределах 84–87 и 10–12 %, а их отношение (С/Н) составляет 6,9–8,2. Остальное приходится на долю серы, кислорода, азота и ванадия.

Для высокосернистого крекинг-мазута характерным является повышенное содержание ванадия и азота и пониженное – углерода и водорода. Следствием этого является пониженная теплота сгорания крекинг-мазута [10, 12].

Углеводородные соединения являются основным компонентом прямогонных мазутов. При этом в мазутах обычно преобладают углеводороды ароматического и нафтенового ряда, а также полициклические углеводороды. Определенную, иногда значительную долю составляют ациклические углеводороды предельного ряда (парафины).

Нафтеновые углеводороды представлены главным образом производными циклопентана и циклогексана. Нафтеновые (или алициклические) углеводороды C_nH_{2n} имеют циклическое строение, а именно состоят из нескольких групп $-CH_2-$, соединенных между собой в кольчатую систему. В циклогексане все связи углерода и водорода насыщены, поэтому его свойства являются устойчивыми.

По сравнению с парафинами, нафтены имеют более высокую плотность и меньшую упругость паров и имеют лучшую растворяющую способность.

Ароматические углеводороды (или арены) C_nH_{2n-6} наиболее бедны водородом. Молекула имеет вид кольца с ненасыщенными связями углерода. Они так и называются – ненасыщенными, или непредельными углеводородами. Отсюда их неустойчивость в химическом отношении. Простейшим представителем данного класса углеводородов является бензол C_6H_6 , состоящий из шести групп СН. Ароматические углеводороды встречаются в относительно небольших количествах, большей частью в виде бензола и его гомологов – толуола, ксилолов.

Парафиновые углеводороды C_nH_{2n+2} относительно стабильны и неспособны к химическим взаимодействиям. Наблюдаются зависимость – чем больше в нефти парафина, тем меньше в ее составе смол и асфальтенов; чем больше геологический возраст нефти, тем больше в ее составе парафина. Высокопарафиновые нефти характеризуются наименьшим содержанием серы, ванадия и никеля. Высокое содержание парафина в нефти существенно осложняет и удорожает процессы ее добычи, транспортировки и переработки [9, 10, 11, 12].

Крекинг-мазуты содержат в основном полициклические углеводороды, а также углеводороды непредельного ряда (олефины), являющиеся, из-за наличия в их структуре двойных (ненасыщенных) связей между атомами, весьма реакционноспособными соединениями, образующими продукты их полимеризации или конденсации, выпадающие при хранении мазута в осадок. Соединения с двойными и тройными связями образуются в крекинг-процессе при удалении водорода из парафиновых углеводородов во время деструкции последних при высоких температурах [59].

Асфальто-смолистые вещества, содержащиеся в большем или меньшем количестве практически в каждой нефти, при ее перегонке как наиболее высококипящие, переходят в мазут в основном без изменения своей структуры. Однако при крекинге прямогонного мазута большая их часть, разлагаясь, превращается в твердые продукты асфальто-смолистого характера: асфальтены, карбены и карбоиды.

Асфальтены являются продуктами окисления нейтральных смол, присутствующих в нефтях и в основном переходящих в прямогонный мазут.

Карбены – производные свободного метилена и его гомологов – являются более конденсированными, чем асфальтены, веществами; в мазуте находятся в твердом виде и характеризуются повышенным содержанием кислорода. Карбоиды подобно асфальтенам и карбенам также содержатся в мазуте в твердом состоянии и часто составляют около 2 %. Асфальтены растворяются во многих органических растворителях, карбены растворяются лишь в сероуглероде, карбоиды не растворяются ни в каких растворителях; карбоиды в связи с этим обычно называют коксом. С ростом плотности крекинг-остатков содержание асфальто-смолистых веществ в них возрастает, при этом повышается и вязкость крекинг-остатков.

Топлива с высоким содержанием смолистых веществ обычно нестабильны и при хранении и нагреве образуют смолистые осадки, в составе которых могут находиться механические примеси, вода, увлеченное масло и твердые парафины (табл. 1.4). При хранении котельных топлив и периодическом их подогреве смолистые осадки осаждаются сравнительно быстро. При 120 °С в течение 5 ч осаждается 23,6 % карбенов и карбоидов, а при температуре 250 °С за 22 ч осаждается до 97 %.

Таблица 1.4

Среднее содержание (%) асфальто-смолистых веществ в мазутах

Мазуты	Смолы	Асфальтены	Карбены и карбоиды	Акцизные смолы	Коксуемость
Крекинг-мазут Ф12	10,59	4,3	0,19	40	10,22
Крекинг-мазут 40	8,12	6,64	1,32	72	15,2
Сернистый мазут прямой перегонки Ф5	13,6	0,94	0,03	28	7,97
Малосернистый мазут прямой перегонки Ф12	14,03	0,11	0,03	28	5,79
Топочный 200	16,6	14,5	1,19	–	17,6

Вследствие протекания окислительных процессов во время хранения мазута содержание в них асфальто-смолистых веществ непрерывно возрастает.

Содержание асфальтово-смолистых веществ является одним из основных показателей качества нефти: чем выше их содержание, тем хуже качество нефти. С увеличением содержания этих соединений плотность и вязкость мазута возрастают [1, 11, 17]. Наличие смолистых веществ в мазутах отражается и на топочном процессе. На соплах форсунки накапливается твердый нагар (закоксовывание), ухудшающий распыл топлива; каналы сердечника забиваются вплоть до полного прекращения подачи мазута; при сгорании таких топлив наблюдается усиленное искрообразование [2, 3, 11, 17, 59].

В классификации *сернистых соединений* нефтей и нефтепродуктов различают следующие их основные группы: меркаптаны, сульфиды, дисульфиды и полисульфиды, тиофены и тиофаны (табл. 1.5). Кроме того, в нефтях обычно присутствуют сероводород и сера элементарная. Содержание серы в мазуте находится в прямой связи с сернистостью нефти, из которой он был получен. Подавляющая часть сернистых соединений (до 90 %) концентрируется в высококипящих фракциях нефти, являющихся основной частью мазута. Поэтому даже при переработке малосернистых нефтей мазут, получаемый из них, характеризуется повышенным содержанием серы.

Таблица 1.5

Содержание активных сернистых соединений в мазутах

Продукты	Всего серы, %	До нагревания, %				После нагревания в течении 5ч до 90–95 °С, %		
		Сероводород	Элементарная сера	Летучие соединения меркаптановой серы	Меркаптановая сера	Сероводород	Элементарная сера	Летучие соединений меркаптановой серы
Сернистый мазут	3,04	0,0019	0,014	0,0075	0,0175	0,0021	0,018	0,012
	3,10	0,0021	0,0058	0,0087	0,0138	0,0025	0,009	0,013
Малосернистый мазут	3,68	0,0022	0,017	0,021	0,0244	0,0028	0,018	0,022
	0,54	0,0020	0,008	0,007	Отсут– ствие	0,0020	0,002	0,008

Меркаптаны представляют собой группу сернистых соединений, молекулы которых построены по типу RSH , где R – какой-либо углеводородный радикал циклического или ациклического характера.

Содержание меркаптанной серы в нефтях и мазутах от следов до 0,2–0,3 % (в случае высокосернистой нефти). Из всех видов сераорганических соединений меркаптаны считаются наиболее коррозионно-активными.

Сульфиды характеризуются общим строением RSR_1 (в частном случае радикалы могут быть однотипными). Сульфиды составляют обычно основную часть общей серы нефтей и мазутов.

Сульфиды являются нейтральными, нерастворимыми в воде веществами, более термостойкими, чем меркаптаны, и коррозионно-пассивны. Дисульфиды и полисульфиды по своему строению представляют собой соединения с двумя и более атомами серы в молекулах ($RSSR_1$).

Тиофаны и тиофены – циклические сераорганические соединения являются по существу циклическими разновидностями сульфидов. От тиофана тиофен отличается наличием в цикле двойных связей. Тиофены типично пирогенные вещества в заметных количествах встречаются в продуктах термической переработки нефти (крекинга, пиролиза).

Элементарная сера содержится в сырых нефтях до 1 % и более как в аморфном, так и в кристаллическом виде. Элементарная сера весьма коррозионно-активна по отношению к цветным металлам и их сплавам. Однако на черные металлы, особенно легированные, элементарная сера действует лишь при температуре, начиная с 100 °С и выше.

Сероводород, будучи газообразным при нормальных условиях, хорошо растворим в углеводородах и хуже в воде. В свободном виде сероводород в нефтях встречается сравнительно редко, в основном он образуется при их переработке.

Таким образом, в сернистом мазуте содержатся в основном устойчивые высококипящие сераорганические соединения с преобладанием группы сульфидов и тиофенов.

Присутствие серы в мазуте затрудняет его использование по ряду причин, как технического, так и экологического характера. Повышение сернистости мазута выше 0,3 % приводит к усиленной низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева котла в области экономайзера и воздухоподогревателя. Однако увеличение содержания серы в мазуте выше 1–1,5 % мало сказывается на коррозионной активности продуктов сгорания.

При сжигании сернистого мазута при малых избытках воздуха возникает опасность высокотемпературной сероводородной коррозии в

области нижней радиационной части котлов. Присутствие серы в мазуте ухудшает работу тракта подачи мазута, мазутных насосов и подогревателей. Однако наибольшие неприятности сера мазута доставляет окружающей среде вследствие образования при сжигании сернистого мазута оксидов серы, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами [17].

Соединения ванадия в мазуте представлены в основном группами металлоорганического характера, в структуру которых входят наряду с атомами ванадия также атомы железа, никеля и др. Содержание ванадия в мазуте обычно невелико и, как правило, не превышает 0,03 %. При этом наблюдается рост содержания ванадия в мазуте с увеличением его сернистости. При сжигании мазута ванадий переходит в соответствующие оксиды, в свою очередь взаимодействующие с оксидами других элементов, в частности с оксидом натрия, с образованием сложных комплексных химических соединений. Соединения эти в определенных условиях образуют агрессивные отложения на поверхностях нагрева мазутных котлов, под слоем которых могут активно протекать процессы коррозии металла [17].

Учитывая определяющую роль азота топлива в образовании токсичных NO_x при его сжигании, в последнее время обращается внимание на *содержание азота* в жидком топливе. Азот в жидком топливе входит в состав сложных органических соединений. Обычно азотсодержащие соединения делят на две большие группы: азотистые основания и нейтральные азотистые соединения.

Азотистые основания сравнительно легко выделяются минеральными кислотами и поэтому наиболее изучены. К азотистым основаниям относятся анилин, пиридин, хинолин, акридин, фенантридин и их производные.

Нейтральные азотистые соединения нефти представлены соединениями типа пиррола, индола, карбазола и их производными, а также амидами кислот и аминами. Азот содержится также в пиррольных «фрагментах» молекул порфиринов. Предполагают, что они образовались из гемоглобина животных и хлорофилла растений. Эти соединения разрушаются при температуре 200–250 °С. В мазутах азот содержится в большем количестве, чем в сырой нефти. Лишь около 3 % азота, содержащегося в сырой нефти, переходит в дистиллированное жидкое топливо, а 97 % остается в составе мазута.

Содержание связанного азота, входящего в состав как жидкого, так и твердого топлива, рассматривается как весьма нежелательное [18].

Наблюдается зависимость увеличения содержания азота с повышением содержания серы, смол и плотности нефти. Азотсодержащие соединения являются ядами катализаторов нефтепереработки, участвуют в

образовании надмолекулярных структур; могут проявлять канцерогенные свойства, влияют на химическую стабильность топлив и масел. Трудность выделения и идентификации азотсодержащих соединений связана с их преимущественным содержанием в остатках, а именно в смолисто-асфальтеновой части нефти.

Общее содержание азота в нефтях и нефтепродуктах можно определять методами Кьельдаля, Дюма и Тер Мюлена. Метод Кьельдаля основан на обработке пробы нефтепродукта серной кислотой, метод Дюма – на сжигании исходной пробы в присутствии оксида меди в потоке диоксида углерода, метод Тер Мюлена – на термическом разложении пробы нефтепродукта в атмосфере водорода. Различные модификации этих методов связаны с использованием более эффективных катализаторов [17, 19].

Кислородсодержащие соединения в отечественных нефтях редко составляют больше 10 %. Эти компоненты нефти представлены кислотами, эфирами, фенолами и др. Содержание кислорода в нефтяных фракциях возрастает с повышением их температуры кипения, причем до 90–95 % кислорода приходится на смолы и асфальтены. Наиболее распространенными кислородсодержащими соединениями нефти являются кислоты и фенолы, которые обладают кислыми свойствами и могут быть выделены из нефти или ее фракций щелочью.

Их суммарное количество обычно оценивают кислотным числом (количество мг КОН, пошедшего на титрование 1 г нефтепродукта). Содержание веществ с кислыми свойствами также как и всех кислородсодержащих соединений, убывает с возрастом и глубиной нефтяных залежей.

Кислород в нефтях встречается в связанном состоянии также в составе нафтеновых кислот (около 6 %) – $C_nH_{2n-1}(COOH)$, фенолов (не более 1 %) – C_6H_5OH , а также жирных кислот и их производных – $C_6H_5O_6(P)$.

Вода в мазутах обычно присутствует в пределах 1–5 %, однако в отдельных случаях ее содержание может достигать 10–20 % и более. Значительное обводнение мазутов происходит в основном при их разогреве в период слива острым паром.

Вода в мазуте, если она достаточно хорошо перемешана с мазутом (до образования эмульсии) интенсифицирует процесс сжигания тяжелого жидкого топлива. Однако при отсутствии эмульгирования влага усложняет эксплуатацию мазутного хозяйства и может привести к расстройству режима горения мазута из-за возможного образования водных пробок, прерывающих равномерную подачу топлива к форсункам [17].

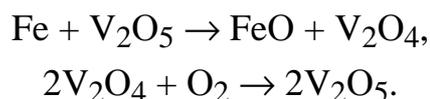
Минеральные примеси в мазутах представляют собой в основном соли щелочных металлов, растворенные в воде, извлеченной из пластов вместе с нефтью и попавшие при переработке нефти в мазут. В мазут попадают также продукты коррозии резервуаров, где он хранится. При сжигании мазута минеральные примеси трансформируются в оксиды, образующие большую или меньшую часть его золы. Другая часть золы образуется при сгорании металлоорганических соединений, входящих непосредственно в состав горючей массы мазута. Наличие значительного количества минеральных солей в мазутах приводит к отложению солей в топках, на наружных стенках нагревательных труб, что в свою очередь приводит к снижению теплоотдачи и, следовательно, к снижению коэффициента полезного действия печи [16].

Из всего многообразия металлов, содержащихся в нефти и нефтепродуктах, наибольшая информация имеется о ванадии и никеле. Это связано с тем, что они в сравнительно больших концентрациях постоянно обнаруживаются в нефти. Впервые ванадий и никель в нефти обнаружил Трайбс в 1934 г. при исследовании порфириновых комплексов.

Ванадий и никель практически полностью сконцентрированы в смолисто-асфальтеновой части нефти, т.е. во фракциях, выкипающих при температуре выше 350 °С.

Наблюдается зависимость между содержанием в нефти ванадия и серы, никеля и азота. Методом ЭПР установлено, что практически весь ванадий в нефти и ее фракциях четырехвалентен. До 50 % ванадия и никеля, содержащихся в нефти, могут находиться в порфириновых комплексах. В смолисто-асфальтеновой части нефти концентрируется до 80–90 % и более металлопорфиринов.

В котельных топливах содержание ванадия не регламентируется, но оно не должно превышать 0,02 %. Ограничения содержания ванадия в мазутах связаны с ванадиевой коррозией, возникающей на стенках камер сгорания газовых турбин и топочных устройств. Причиной ванадиевой коррозии является образование в условиях сгорания топлива оксида ванадия (V_2O_5), восстановление $V(V)$ до $V(IV)$ и, возможно, $V(III)$ с последующим окислением до $V(V)$:



Металлы в нефтях и нефтепродуктах можно определять химическими, физико-химическими и физическими методами.

К химическим методам относится фотометрический (колориметрический) анализ. Колориметрический анализ имеет много разновидностей и применяется в основном для определения ванадия.

Из электрохимических методов анализа ванадия и никеля заслуживает внимание полярография. Полярография позволяет также исследовать порфириновые комплексы нефтепродуктов.

Современными методами определения металлов в нефтепродуктах являются атомно-спектрометрические методы анализа. В зависимости от способа атомизации и возбуждения образующихся атомов исследуемых проб и условий регистрации полезного сигнала атомно-спектрометрические методы анализа можно разделить на три основных группы: атомно-эмиссионная (АЭС); атомно-абсорбционная (ААС) и атомно-флуоресцентная (АФС) спектрометрия.

Из них ААС и АФС – наиболее известные методы количественного анализа металлов в нефтях и нефтепродуктах. Эти методы позволяют определять металлы в широком диапазоне их концентраций, прямо анализировать жидкие пробы. Они характеризуются высокой чувствительностью и селективностью, доступностью и относительно недорогой аппаратурой [19].

Зольность топочных мазутов весьма незначительна и обычно не превышает 0,2 %. С повышением вязкости зольность мазута, как правило, увеличивается, что связано с углублением отбора от нефти легких малозольных фракций. В состав золы мазутов входят оксиды кальция (0,01–0,03 %), магния (0,001–0,008 %), ванадия (0,01–0,03 %), натрия (0,02–0,08 %), железа (0,001–0,02 %), кремния (0,001–0,008 %) и др. [16].

Механические примеси в мазуте представляют собой в основном инертные включения, попавшие в нефть во время ее добычи, переработки и транспортировки и перешедшие практически полностью в мазут. Механические примеси нефти состоят из взвешенных в ней высокодисперсных частиц песка, глины и других твердых пород, которые, адсорбируясь на поверхности глобул воды, способствуют стабилизации нефтяной эмульсии, а также из продуктов коррозии аппаратов и трубопроводов, катализаторной пыли, минеральных солей. Содержание их в мазуте колеблется от сотых долей до целых процентов. Большое содержание механических примесей может в значительной степени повлиять на правильность определения таких показателей, как плотность, молекулярная масса, коксуемость, содержание серы, азота, смолисто-асфальтеновых веществ и микроэлементов.

Присутствие механических примесей в мазуте может оказать влияние на работу топочно-горелочных устройств, особенно распыливающих элементов форсунок. При этом влияние механических примесей становится особенно заметным при содержании в них мелких абразивных частиц, в особенности песка и других твердых частиц. Для снижения содержания механических примесей в мазуте на электростанциях организуют фильтрационную его очистку [17, 19].

1.3. Технологические свойства мазутов

Требования, предъявляемые к качеству котельного топлива, определяются рядом физико-химических показателей: теплотой сгорания, вязкостью, температурами вспышки и застывания и т.д. Эти показатели дают возможность выбрать область и условия применения различных сортов топлив [17, 20].

Теплота сгорания котельных топлив является важным показателем, от которого зависит расход топлива. Теплота сгорания зависит от элементного состава топлив. Высокая теплота сгорания жидких топлив объясняется высоким содержанием в них водорода и углерода и малой зольностью. Входящие в состав топлива кислород, азот, влага и негорючие минеральные вещества – зола – являются балластом.

Колебание по теплоте сгорания безводных мазутов различных марок невелико и находится в пределах 40000–42000 кДж/кг, что практически не сказывается на КПД котлов.

Различают высшую Q_V и низшую Q_H теплоты сгорания. При определении высшей теплоты сгорания Q_V , кроме тепла, выделяющегося при сгорании топлива, учитывается количество тепла, которое выделяется при конденсации паров воды, образовавшейся при сгорании водорода в топливе и содержащейся в самом топливе. При определении низшей теплоты сгорания Q_H тепло, затрачиваемое на образование воды, не учитывается.

При тепловых расчетах котельное топливо характеризуется:

1) рабочей массой топлива, показывающей, какое топливо поступает в топку:

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S_{II}^p + A^p + W^p = 100 \%.$$

2) сухой массой топлива (безводной):

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S_{II}^c + A^c = 100 \text{ \%}.$$

3) горючей массой топлива, представляющей собой безводный и беззольный состав топлива:

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S_{II}^r = 100 \text{ \%}.$$

Тепловые расчеты котлов обычно ведут по рабочей массе топлива. Высшая и низшая теплоты сгорания рабочей массы топлива связаны соотношением:

$$Q_H^p = Q_B^p - 25,12(9H^p + W^p),$$

где $25,12(9H^p + W^p)$ – теплота, затраченная на испарение влаги топлива и влаги, полученной при горении водорода топлива H^p (%), кДж/кг.

Теплоту сгорания можно определить по данным элементарного состава:

$$Q_B^p = 340C^p + 1427,7(H^p - \frac{O^p}{8}) + 91,27S_{II}^p,$$

$$Q_H^p = 340,8C^p + 1427,7(H^p - \frac{O^p}{8}) + 91,27S_{II}^p - 25,12(9H^p + W^p),$$

а также, используя эмпирическую зависимость Дюлонга:

$$Q_B^p = 338,29C^p + 1444,45(H^p - \frac{O^p}{8}) + 104,67S_{II}^p.$$

Для определения теплоты сгорания наиболее распространена формула Менделеева:

$$Q_H^p = 0,339C^p + 1,03H^p - 0,109(O^p - S_{II}^p) - 0,025W^p, \text{ МДж/кг или}$$

$$Q_H^p = 81C^p + 246H^p - 26(O^p - S_{II}^p) - 6W^p, \text{ ккал/кг.}$$

Данная формула Менделеева основана на обобщении большого числа опытных данных по сжиганию твердых и жидких топлив и является наиболее точной [2, 9, 20].

Теплофизические свойства. При решении вопросов подогрева топлив, в частности при определении поверхности нагрева змеевиков и расхода тепла на разогрев, необходимо знать теплоемкость и теплопроводность топлив.

Теплоемкость жидкого топлива, в общем случае, несколько повышается с увеличением температуры, и при $t = 20\text{--}100\text{ }^\circ\text{C}$ составляет $1,85\text{--}2,0$ кДж/(кг К). Теплоемкость топочных мазутов в интервале от 0 до $400\text{ }^\circ\text{C}$ можно определить по формуле К.С. Крөгое:

$$c_t = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} (1687 + 3,39t),$$

где ρ_{15}^{15} – относительная плотность мазута.

Лучшая сходимость расчетных данных с опытными (табл. 1.6) получается именно по формуле Крөгое (ошибка до 2,5 %). Для практических расчетов теплоемкость мазутов в интервале от 0 до $100\text{ }^\circ\text{C}$ принимается равной от 0,45 до 0,49 ккал/(кг град), а для смол 0,5–0,58 ккал/(кг град).

Таблица 1.6

Формулы для определения теплоемкости

Формула	Для нефтепродуктов плотностью ρ_{15}^{15}	Температурные пределы, $^\circ\text{C}$	Расхождения между расчет. и эмпирич. данными, %
Фортча и Уитмена $c = (0,345 + 0,000886t)(2,1 - \rho_{15}^{15})$	0,75–1,00	До 260	До 4
К.С. Крөгое $c_t = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} (0,403 + 0,00081t)$	0,72–0,96	0–400	До 2,5
ВТИ $c = 0,415 + 0,0006t$	–	Для топочных мазутов $20\text{--}100\text{ }^\circ\text{C}$, для крекинг-остатков $60\text{--}120\text{ }^\circ\text{C}$	–

Теплопроводность мазутов при стандартных условиях находится в пределах 0,16–0,12 Вт/(м К) в зависимости от их плотности. Коэффициент теплопроводности можно определить по эмпирической формуле с точностью, достаточной для практических целей:

$$\lambda = \frac{101}{\rho} (1 - 0,00054t),$$

где ρ – плотность нефтепродуктов при 15 °С, г/см³; t – температура, при которой определяется теплоемкость, °С.

Точность определения ± 10 % при температуре от 0 до 200 °С.

Существует определенная корреляция между теплопроводностью, плотностью и удельной теплоемкостью при постоянном давлении, на основании которой Геллером получена следующая обобщающая зависимость:

$$\lambda_t = 8,6 \cdot 10^{-9} c_p \rho_t^{4/3} - 0,012.$$

При расчетах λ_t тяжелых нефтепродуктов по данной формуле средняя погрешность составляет 3,0 %, а максимальная – 7,0 % [1, 21].

Вязкость является важным свойством мазутов, определяющим возможность и условия их применения; слива из железнодорожных цистерн, танкеров и барж; транспортировки по трубопроводам; распыливания форсунками. Условная вязкость мазутов принята в качестве основного показателя для их маркировки. Измеряется она специальным вискозиметром, а величина вязкости оценивается условными градусами (°ВУ), которые соответствуют градусам Энглера (Е°).

Вязкость характеризует силу внутреннего трения, действующую между параллельными слоями жидкости при ее движении. Эта сила зависит от скорости движения одного слоя по отношению к другому, а также от размера частиц, из которых состоит жидкость. В жидком топливе такими частицами являются отдельные молекулы и агрегаты из групп молекул.

Вязкость различных жидкостей чаще всего характеризуют значениями *динамической* η (или μ) (Н·с/м² или Па·с) и *кинематической* ν вязкости (м²/с), которые связаны между собой соотношением $\nu = \eta/\rho$, где ρ – плотность жидкости, кг/м³ [21, 22, 23].

Для расчета кинематической вязкости по условной применяют следующие приближенные формулы:

$$\nu = 10^{-2}(7,2E - 6,25/E) \text{ при } E \leq 10 \text{ }^\circ\text{ВУ}$$

$$\nu = 7,41 \cdot 10^{-2}E \text{ при } E > 10 \text{ }^\circ\text{ВУ},$$

где E – условная вязкость жидкого топлива, $^\circ\text{ВУ}$.

Условную вязкость можно перевести и в динамическую, используя следующую формулу:

$$\mu = \rho \left(0,073E - \frac{0,063}{E} \right),$$

где ρ – плотность топлива, кг/м^3 , E – условная вязкость, $^\circ\text{ВУ}$. Или пользуются табличными данными (табл. 1.7) [23]:

Таблица 1.7

Таблица перевода вязкости в различных единицах

Кинематическая, мм ² /с	Условная, $^\circ\text{ВУ}$	сек Сейболга (130 $^\circ\text{F}$)	сек Редвуда (140 $^\circ\text{F}$)	Кинематическая, мм ² /с	Условная, $^\circ\text{ВУ}$	сек Сейболга (130 $^\circ\text{F}$)	сек Редвуда (140 $^\circ\text{F}$)
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1,119	32,66	30,95	95	12,51	439,7	387,8
4	1,307	39,17	35,95	100	13,17	462,9	408,2
6	1,479	45,59	41,05	105	13,83	486,1	428,6
8	1,651	52,10	46,35	110	14,48	509,2	449,0
10	1,831	58,91	52,00	115	15,14	532,3	469,4
11	1,924	62,42	55,00	120	15,80	555,4	489,8
12	2,020	66,03	58,10	125	16,45	578,7	510,3
13	2,118	69,73	61,30	130	17,11	601,8	530,7
14	2,218	73,54	64,55	135	17,77	624,8	551,1
15	2,32	77,35	67,95	140	18,43	648,1	571,5
16	2,43	81,25	71,40	145	19,08	671,2	591,9
17	2,53	85,26	74,85	150	19,74	694,4	612,3
18	2,64	89,37	78,45	155	20,40	717,5	632,7

Продолжение табл. 1.7

1	2	3	4	5	6	7	8
19	2,75	93,48	82,10	160	21,06	740,6	653,2
20	2,87	97,69	85,75	165	21,71	763,8	673,6
22	3,10	106,2	93,25	170	22,37	786,9	693,9
24	3,34	114,8	100,9	175	23,03	810,2	714,4
26	3,58	123,5	108,6	180	23,69	833,3	734,8
28	3,82	132,4	116,5	185	24,35	856,4	755,2
30	4,07	141,2	124,4	190	25,00	879,5	775,6
32	4,32	150,0	132,3	200	26,3	925,8	816,4
34	4,57	159,0	140,2	210	27,6	972,0	857,2
36	4,82	168,0	148,2	220	28,9	1018,4	898,0
38	5,08	177,0	156,2	230	30,3	1064,7	938,9
40	5,33	186,0	164,3	240	31,6	1111,0	979,7
42,5	5,66	197,4	174,4	250	32,9	1157,3	1020,5
45	5,98	208,8	184,5	260	34,2	1203,5	1061,4
47,5	6,30	220,3	194,6	270	35,5	1249,8	1102,2
50	6,62	231,8	204,7	280	36,8	1296,1	1143,0
52,5	6,95	243,4	214,8	290	38,2	1342,4	1183,8
55	7,28	254,9	225,0	300	39,4	1388,7	1224,6
57,5	7,60	266,4	235,2	320	42,1	1481,3	1306,2
60	7,93	277,9	245,3	340	44,7	1573,8	1387,9
65	8,58	301,0	265,7	360	47,4	1666,4	1469,6
70	9,23	324,0	286,0	380	50,0	1759,0	1551,2
75	9,89	347,1	306,1	400	52,6	1852	1633
80	10,54	370,3	326,6	450	59,2	2083	1837
85	11,20	393,4	347,0	500	65,8	2315	2041
90	11,86	416,6	367,4	1000	131,6	4629	4082

В США для определения вязкости используют вискозиметр Сейболта универсальный (для маловязких мазутов) и Сейболта Фуrolа (для высоковязких мазутов), в Англии – вискозиметр Редвуда.

Основными факторами, влияющими на вязкость мазута, являются его компонентный состав и температура. С повышением температуры вязкость резко падает.

Для описания температурной зависимости можно использовать эмпирическое уравнение Вальтера:

$$\lg \lg(\nu_t + 0,8) = A - B \lg T,$$

где ν_t – кинематическая вязкость топлива, $\text{мм}^2/\text{с}$, A и B – коэффициенты, T – абсолютная температура мазута, К. Значения A и B для различных топлив приведены в таблице 1.8 [24].

Наиболее сильно температурный фактор влияет на вязкость мазутов (рис. 1.7) при относительно невысоких температурах: повышение температуры с 40 до 60 °С уменьшает условную вязкость примерно в 4 раза, тогда как повышение температуры от 100 до 120 °С снижает вязкость уже менее чем в 2 раза. В области невысоких температур существуют очень большие различия в вязкости разных марок мазута – в 30 раз и более; с повышением температуры эти различия уменьшаются и при 100 °С становятся максимум 5–6-кратными [1, 21].

На вязкость мазутов влияет и давление, с его ростом вязкость мазута, как и других углеводородных соединений, повышается. Чем сложнее молекулярное строение компонентов мазута, тем больше давление влияет на вязкость.

Таблица 1.8

Значения коэффициентов A и B

Топливо	A	B
Мазут Ф5	10,1704	3,9780
Мазут Ф12	10,0806	3,9042
Мазут М40	10,1254	3,8766
Мазут М100	9,0159	3,4199
Мазут сланцевый А и мазут угольный 2	14,1795	5,6061
Мазут сланцевый В и мазут угольный 1	14,4982	5,7028
Ухтинское котельное топливо	9,9665	3,7789
Ярегская нефть	9,8748	3,7913
Гудрон высокосернистой нефти	9,6287	3,5900
Торфяная смола	14,8802	5,7895
Смола полукоксования бурых углей	15,2919	5,9720

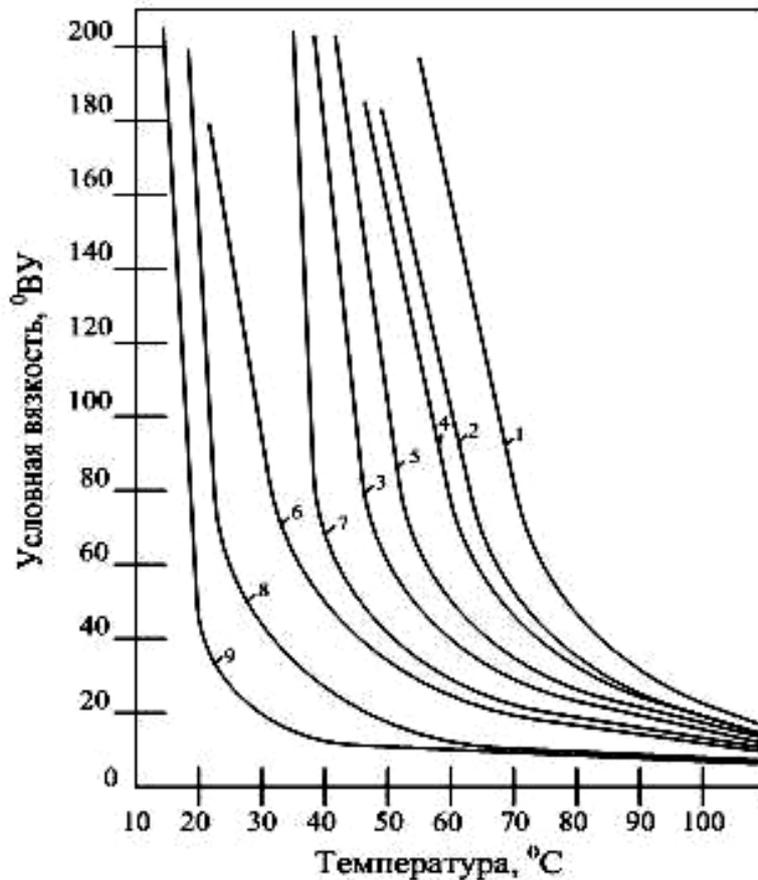


Рис. 1.7. Зависимость вязкости мазутов от температуры:
 1, 2, 3 – топочный мазут марок М-200, М-100, М-40 соответственно;
 4, 5, 6 – топочный мазут, вязкости $ВУ_{50} = 80$, $ВУ_{50} = 60$, $ВУ_{50} = 20$
 соответственно; 7 – сланцевый мазут; 8, 9 – флотский мазут
 марок Ф12 и Ф5 соответственно

Зависимость вязкости от давления описывается выражением:

$$\mu_p = \mu_0(1 + \alpha_t p),$$

где μ_p , μ_0 – динамические вязкости соответственно при давлении p и атмосферном давлении, Па с, α_t – постоянная для данной температуры, Па^{-1} , p – избыточное давление, Па^{-1} . Среднее значение α_t для интервала температур 100–150 °С составляет $1,7 \cdot 10^{-2} \text{ Па}^{-1}$. Чем больше температура мазута, тем меньше изменяется вязкость с ростом давления.

Для мазутов, содержащих заметное количество парафинов, характерна *аномалия вязкости*, заключающаяся в понижении ее после термообработки или соответствующего механического воздействия.

По истечении некоторого времени пространственная структура углеводородов восстанавливается, и вязкость повышается, достигая первоначального значения [16].

Вязкость мазутов изменяется также в зависимости от степени их обводненности. Обводнение мазутов до 2–3 % практически не влияет на вязкость. Мазуты, содержащие до 5 % воды, увеличивают вязкость особенно заметно.

Эффективность распыливания топлив зависит помимо вязкости также от их *поверхностного натяжения*. Опытами различных исследователей установлено, что величина поверхностного натяжения зависит от вязкости продукта и температуры его подогрева. Оно увеличивается с увеличением вязкости и плотности жидких топлив и уменьшается с ростом температуры подогрева (при этом резко снижается вязкость) [1]. Чем выше поверхностное натяжение, тем больше размер капель топлива при распыливании из форсунки, тем труднее достигнуть тонкости распыливания и хорошего смесеобразования топлива с воздухом и тем хуже сгорание топлива. Влияние вязкости на поверхностное натяжение показано в таблице 1.9:

Таблица 1.9

Влияние вязкости на поверхностное натяжение

Вязкость при 20 °С, мм ² /с	616	368	297	1,75	1,67	0,64
Поверхностное натяжение $\sigma \cdot 10^3$, Н/м	30,2	29,5	28,7	23,4	26,8	18,7

При 80 °С поверхностное натяжение мазутов (27–33) 10^3 Н/м [24].

Температура застывания мазутов зависит от химической природы сырья, степени отбора легких фракций, от сырья и способа их получения (прямая перегонка или крекинг).

Увеличение глубины переработки сырья заметно повышает температуру застывания мазутов. С ростом вязкости жидкого топлива его температура застывания возрастает. Наряду с вязкостью температура застывания определяет прокачиваемость мазута по трубопроводам [1, 19].

Температурой застывания считают такую температуру, при которой мазут загустевает настолько, что при наклоне пробирки под углом 45° уровень его остается неподвижным в течение 1 мин. Этот показатель имеет условный характер, так как его числовое значение зависит от способа определения.

На температуру застывания нефти и нефтепродукта существенное влияние оказывает содержание парафинов, способных при соответствующих температурах к структурированию и образованию ассоциатов (надмолекулярных структур). С увеличением молекулярной массы углеводородов их ассоциирующая способность возрастает, и соответственно с утяжелением нефтяных фракций повышается его температура застывания, т.е. температура застывания увеличивается с ростом содержания в мазуте асфальто-смолистых веществ и высокомолекулярных углеводородов.

С позиций физико-химической механики нефтяных дисперсных систем температура застывания нефтепродуктов определяется как переход из свобододисперсного в связанно-дисперсное (твердое) состояние. На формирование и устойчивость надмолекулярных структур в нефтепродуктах при низких температурах можно влиять веществами, называемыми депрессаторами.

Температуру застывания определяют стандартным методом, причем рекомендуется проводить определение после термообработки нефтепродукта для исключения «тепловой предыстории» пробы и выявления зависимости ее от химического состава нефти. При определении температуры застывания предварительную термообработку нефтепродукта проводят при 50 °С. Эта температура соответствует в среднем температуре плавления твердых углеводородов (парафина), выделенных из различных нефтей. Таким образом, проводя термообработку, мы приводим исходные пробы нефтяных дисперсных систем в одинаково стабильное состояние [19].

Плотностью называется количество покоящейся массы в единице объема. Определение плотности нефти и нефтепродуктов весьма облегчает возможные расчеты, связанные с расчетом их массового количества. Учет количества нефти и нефтепродуктов в объемных единицах вызывает некоторые неудобства, т.к. объем жидкости меняется с изменением температуры. Плотность имеет размерность кг/м^3 . Поэтому, зная объем и плотность, при приеме, отпуске и учете нефти и нефтепродуктов можно выражать их количество в массовых единицах, т. к. масса не зависит от температуры.

Плотность мазута различных марок колеблется в сравнительно широких пределах – от 0,95 для легких мазутов до 1,06 для тяжелых крекинг-остатков.

Подобные колебания относительной плотности оказывают существенное влияние как на характер отстоя мазута от влаги и механических примесей, так и на работу форсунок. При относительной плотности близкой к единице усложняется процесс отстоя, а при значениях ее 0,98–1,01 отстой за сравнительно короткое время (100–200 ч) практически не возможен. При еще большей плотности (около 1,05) мазут располагается в резервуарах ниже слоя воды, что полностью исключает возможность отстоя. Значительное влияние плотность мазута оказывает также и на расходные и дисперсионные характеристики форсунок [17].

По плотности можно ориентировочно судить об углеводородном составе различных нефтепродуктов, поскольку ее значение для углеводородов различных групп различно. Например, более высокая плотность указывает на большее содержание ароматических углеводородов, а более низкая – на большее содержание парафиновых углеводородов. Углеводороды нафтеновой группы занимают промежуточное положение. Таким образом, величина плотности до известной степени будет характеризовать не только химический состав и происхождение продукта, но и его качество. При характеристике плотности отдельных фракций нефти следует, прежде всего, отметить возрастание плотности с увеличением температуры кипения. Для измерения плотности нефти применяются ареометры, пикнометры и плотнометры [19].

Молекулярная масса – важнейшая физико-химическая характеристика вещества. Для нефтепродуктов этот показатель особенно важен, ибо дает среднее значение молекулярной массы веществ, входящих в состав той или иной фракции нефти.

Молекулярная масса нефтепродуктов широко используется для расчетов аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов – это один из важнейших показателей, позволяющий сделать заключение о составе нефтепродуктов [12, 19].

Теоретически молекулярная масса смеси аддитивно складывается из молекулярных масс отдельных компонентов. Однако для этого необходимо знать молярные (объемные) концентрации всех компонентов, входящих в данную смесь. Последнее на практике не всегда возможно. Кроме того, законы, полученные для чистых веществ, справедливы не во всех случаях, т.к. могут существенно изменяться такие параметры, как давление насыщенных паров, вязкость и температура начала кипения. Вероятно, этим можно объяснить разброс экспериментальных значений и рассчитанных по формулам.

Определение молекулярной массы нефтепродуктов, как и индивидуальных веществ, проводится различными методами, что объясняется разнообразием свойств этих продуктов. Очень часто способ, пригодный для определения молекулярной массы одних продуктов, совершенно непригоден для других. В аналитической практике применяются криоскопический, масс-спектрометрический, эбуллиоскопический и, реже, осмометрический методы. Кроме того, существуют приблизительные расчетные методы. Молекулярная масса увеличивается с повышением температуры кипения нефтяной фракции. Так, для различных фракций западносургутской нефти она составляет:

Фракция, °С	М	Фракция, °С	М
200–250	176	350–400	310
250–300	212	400–450	347
300–350	252	450–490	400

Наиболее распространенной эмпирической формулой для определения молекулярной массы нефтепродуктов является зависимость, установленная Воиновым:

$$M = a + b \cdot t_{\text{ср}} + c \cdot t_{\text{ср}}^2,$$

где a , b , c – постоянные, различные для каждого класса углеводородов; $t_{\text{ср}}$ – средняя температура кипения нефтепродукта, определяемая по соответствующим таблицам.

Для парафиновых фракций формула Воинова имеет вид:

$$M = 60 + 0,3 t_{\text{ср}} + 0,001 t_{\text{ср}}^2.$$

Молекулярная масса связана с температурой кипения и показателем преломления (n_D^{20}) следующим выражением:

$$M_{\text{ср}} = 1,939436 + 0,0019764 t_{\text{кип}} + \lg(2,1500 - n_D^{20}),$$

где $t_{\text{кип}}$ – средняя температура кипения фракции. Расчет по этому уравнению дает довольно точные результаты.

Для фракций, выкипающих в интервале температур 77–444 °С, молекулярную массу рассчитывают по формуле:

$$\lg M = 1,9914 + 0,00194t_{\text{ср}} + \lg(n_n^{20} - \rho_4^{20}).$$

Средняя ошибка расчета составляет 2,4 %, максимальная – 4,5 % [12, 19].

Оптические свойства. На практике, чтобы быстро охарактеризовать состав нефтепродуктов, а также для контроля за качеством продуктов при их производстве, часто используются такие оптические свойства, как коэффициент преломления, молекулярная рефракция и дисперсия. Эти показатели внесены во многие стандарты на нефтепродукты и приводятся в справочной литературе.

Показатель преломления (коэффициент рефракции) определяют для нефтепродуктов. Он характеризует способность нефтепродукта преломлять падающий на него световой луч. При переходе световых лучей из одной среды в другую их скорость и направление меняются. Это явление называется рефракцией [12, 19].

При этом отношение синуса угла падения луча к синусу угла преломления луча для каждого нефтепродукта – величина постоянная, и называется показателем преломления:

$$\sin \alpha / \sin \beta = n,$$

где α – угол падения; β – угол преломления; n – коэффициент (показатель) преломления.

Определение показателя преломления основано на явлении предельного угла, при котором наступает полное внутреннее отражение. Показатель преломления определяют прибором, который называется рефрактометр. Для определения показателя преломления применяют два типа рефрактометров: Аббе и Пульфриха. К первому типу относятся отечественные рефрактометры РЛУ, ИРФ-22, ИРФ-454. Рефрактометром типа Пульфриха является прибор ИРФ-23. В лабораторной практике наиболее часто применяют рефрактометры типа Аббе. Для более точных определений показателя преломления и дисперсии необходимо использовать рефрактометр типа Пульфриха.

Показатель преломления зависит от температуры и длины световой волны. Чем больше длина волны светового луча, тем меньше показатель преломления.

Поэтому всегда указываются условия, в которых проводилось определение. Обычно определение ведут относительно наиболее ярких линий (чаще всего желтой линии спектра натрия $\lambda = 589,3$ нм) при 20 °С. Отсюда обозначение показателя преломления n_D^{20} . Влияние температуры учитывается по формуле:

$$n_D^{20} = n_D^t - a(t_0 - t),$$

где t_0 – условная температура (20 °С); t – температура опыта; a – $0,0004$ на 1 °С. Поправочный коэффициент a следует применять в пределах температур от 15 до 35 °С.

Показатель преломления нефтепродукта с повышением температуры уменьшается. Если изменять угол падения, то можно добиться такого положения, когда угол преломления будет равен 90° , а его синус – единице. В этом случае луч будет скользить по поверхности раздела сред (полное внутреннее отражение).

Показатель преломления – очень важная константа не только для индивидуальных веществ, но и для нефтепродуктов, являющихся сложной смесью различных соединений. Известно, что показатель преломления тем меньше, чем больше в углеводородах относительное содержание водорода. При одинаковом содержании атомов углерода и водорода в молекуле показатель преломления циклических соединений больше, чем алифатических. Наибольшими показателями преломления обладают арены, наименьшими – алканы. Циклоалканы занимают промежуточное положение (гексан – $1,3749$, циклогексан – $1,4262$, бензол – $1,5011$).

По показателю преломления можно оценить чистоту индивидуального углеводорода, углеводородный состав нефтяной фракции. Показатель преломления – необходимая величина для определения структурно-группового состава фракций, выкипающих в пределах 200 – 540 °С.

По изменению показателя преломления можно судить о фазовых превращениях твердых углеводородов. При этом изотропная жидкая фаза характеризуется одним значением показателя преломления, а анизотропная твердая фаза – двумя значениями показателя преломления. Область появления твердой фазы в некотором интервале температур характеризуется двумя показателями преломления: жидкой и твердой фаз.

Кислотность нефтепродуктов обусловлена содержанием в них алифатических и циклических карбоновых кислот, фенолов и других

кислородных соединений кислотного характера. Все кислые вещества, выделяемые из нефтепродуктов растворами щелочей, объединяют термином «нефтяные кислоты». Содержание кислорода в элементном составе нефти находится в прямой зависимости от содержания нефтяных кислот. Содержание нефтяных кислот в нефти – от следов до 1 % (по массе) и более. В наибольших количествах нефтяные кислоты содержатся в нефти нафтенового типа, в наименьших – в высокопарафиновых [12, 19].

В нефтях обнаружено более 20 алифатических карбоновых кислот: муравьиная, уксусная, пропионовая, масляная, капроновая, энантовая, пальмитиновая, стеариновая, миристиновая, арахиновая и др. А также олеиновая, дегидроабиетиновая, изопреноидные кислоты. Среди карбоновых кислот различают монокарбоновые ряда циклопентана и циклогексана, а также би- и полициклические карбоновые кислоты. Соединения фенола в нефтепродуктах представлены фенолом, алкилфенолами (крезолы, ксиленолы и др.), циклоалкилфенолами, дициклоалкилфенолами, нафтолами. Трудность выделения и исследования фенолов связана с их незначительным содержанием в нефти (менее 0,1 %) и легкой осмоляемостью.

Обычно с повышением температуры выкипания нефтяных фракций содержание кислот в ней увеличивается. Максимальное количество кислот содержится в средних фракциях. Снижение содержания кислот в тяжелых фракциях связывают с их термическим разложением при перегонке нефти.

Нефтяные кислоты, обладающие значительной поверхностной активностью, влияют на такие процессы нефтедобычи и нефтепереработки, как нефтевытеснение, эмульгирование, отложение парафинов и солей, коррозия оборудования.

Большой коррозионной активностью обладают низкомолекулярные алифатические кислоты. Из-за коррозионной активности нефтяных кислот их содержание в моторных топливах и смазочных маслах ограничивают [19].

Взрываемость жидкого топлива определяется концентрацией паров над его поверхностью. Разные сорта топлива, имеют различное давление насыщенных паров, и, следовательно, различную летучесть. Поэтому для каждого топлива существует определенный диапазон температур, в пределах которого образуются взрывоопасные смеси его паров с воздухом. Эта характеристика особенно важна для легких топлив типа бензин, керосин и соляровое масло. Взрывоопасные смеси могут образовываться и над поверхностью мазута при его транспортировании в цистернах и при хранении. Взрывчатая смесь содержит сероводород, пропан и другие углеводороды.

При испытании на взрываемость в США мазут нагревают до температуры около 52 °С и взбалтывают в течение 5 мин. Мазут считается выдержавшим испытание, если взрываемость его паров ниже взрываемости калибровочной газовой смеси метана, этана, пропана. Причиной взрыва может быть искровой разряд, возникающий за счет статического электричества [25]. Температуры вспышки и воспламенения – показатели, характеризующие пожароопасность жидкого топлива.

Температурой вспышки (или нижним пределом взрываемости) называют температуру топлива, при достижении которой из него выделяется столько паров, что смесь их с воздухом вспыхивает (взрывается) при поднесении к ней пламени. После вспышки горение сразу же прекращается.

Если повышать температуру жидкого топлива выше температуры вспышки, будет увеличиваться концентрация паров в воздухе; происходящая при поднесении пламени вспышка будет давать все большее тепловыделение. Теплота способствует усилению парообразования, т.е. ускоренному притоку горючих паров в зону горения, от этого процесс горения становится непрерывным. Температуру, начиная с которой горение паров после поднесения пламени продолжается не менее 5 с, называют *температурой воспламенения* (или верхним пределом температуры вспышки).

Чем ниже температура вспышки, тем больше пожароопасность топлива. Значение температуры вспышки топлива зависит от количества и молекулярного состава наиболее легких фракций, содержащихся в нем. Эти фракции первыми испаряются при нагревании топлива, именно они создают взрывоопасные концентрации паров в воздухе.

Для мазутов значения температуры вспышки варьируют в широких пределах (60–240 °С). Температура воспламенения для большинства видов жидкого топлива превышает температуру вспышки на 60–70 °С.

От температуры воспламенения следует отличать *температуру самовоспламенения*, при которой горение паров жидкого топлива начинается самопроизвольно, без поднесения пламени. Для мазутов она находится в пределах 500–600 °С и снижается в присутствии катализаторов, а также при обогащении воздуха кислородом [21, 25].

Показатель топлива, определяющий склонность его к образованию нагара, называется *коксуемостью*. Коксуемость определяется путем нагревания топлива до высокой температуры без доступа воздуха и

взвешивания оставшегося после испарения твердого остатка. Коксуемость выражается как масса кокса в процентах к навеске топлива.

Коксуемость жидкого топлива является косвенным показателем содержания в нем высокомолекулярных смолистых и нестабильных соединений, при термическом разложении которых образуется основная масса кокса [15]. Содержание углерода в коксе достигает 96 %. В коксе концентрируются сера и металлы. Кокс является продуктом конденсации жидкофазных термических реакций нефтяного сырья. Из углеводородов наибольшей коксообразующей склонностью обладают ароматические соединения. Следовательно, чем больше в исходном сырье содержится ароматических соединений и смолисто-асфальтеновых веществ, тем выше выход кокса [19].

Фракционный состав мазутов, используемых в качестве котельного топлива, не регламентируется и не определяется. Фракционный состав нефтепродуктов определяют путем перегонки и ректификации. Маловязкие (легкие) мазуты содержат больше легких фракций, чем вязкие (тяжелые) мазуты. Маловязкие мазуты типа флотских содержат 20 % и более фракций дизельного топлива, выкипающих до 330 °С. Вязкие мазуты (тяжелые) имеют более высокую температуру кипения, чем маловязкие, и содержат больше высококипящих фракций. Наиболее тяжелые мазуты – высоковязкие крекинг-остатки в большинстве своей имеют температуру начала кипения 300 °С и выше; до 350 °С выкипают в среднем 8–42 % [1, 17].

Повышенное содержание высококипящих фракций ухудшает полноту сгорания топлив и увеличивает дымление и сажеобразование. Сжигание топлив с повышенным содержанием легких дистиллятов в не приспособленных для этого топках также сказывается на процессе горения. Уменьшается глубина проникновения факела. Более легкая часть топлива, сгорая в передней части топки, может вызвать местные перегревы, вспучивание и деформацию труб котла. Тяжелые частицы топлива, отбрасываемые вглубь топки, сгорают в условиях некоторого недостатка воздуха, в результате дымность и отложения сажи на футеровке и рабочих поверхностях котла увеличиваются [1, 17].

1.4. Классификация мазутов по маркам

По способу производства на НПЗ различают прямогонные мазуты и крекинг-мазуты [17]. Прямогонный мазут представляет собой смесь тяжелых нефтяных остатков прямой перегонки нефти с ее маловязкими фракциями. Крекинг-мазут представляет собой смесь тяжелых крекинг-остатков с обычно небольшим количеством средних фракций переработки нефти [1]. Мазут, получаемый на НПЗ при переработке нефти в соответствии с государственным стандартом, разделяется на следующие марки: флотский марок Ф5 и Ф12; топочный марок М40 и М100.

На отдельных НПЗ выпускается мазут марки М200, в горячем виде подаваемый по мазутопроводу на располагаемую вблизи ТЭЦ.

В табл. 1.10 представлены основные показатели качества мазутов.

Таблица 1.10
Основные показатели качества мазутов (ГОСТ 10585–99)

Показатели	Мазут флотский		Мазут топочный			Топливо МП
	Ф5	Ф12	40	100	200	
1	2	3	4	5	6	7
Вязкость условная, °ВУ, (не более)						
При 50 °С	5,0	12,0	–	–	–	–
При 80 °С	–	–	8,0	15,5	–	5,0–16,0
При 100 °С	–	–	–	–	6,5–9,5	–
Вязкость динамическая, пз (не более)						
При 10 °С	17,0	–	–	–	–	–
При 0 °С	27,0	–	–	–	–	–
Зольность, % (не более)	0,1	0,1	0,15	0,15	0,3	0,3
Содержание механических примесей, % (не более)	0,1	0,15	1,0	2,5	2,5	1,5
Содержание воды, % (не более)	1,0	1,0	2,0	2,0	1,0	1,0
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствует					
Содержание S, % (не более)	2,0	0,8	0,5 ^{*1} 2,0 ^{*2} 3,5 ^{*3}	0,5 ^{*1} 2,0 ^{*2} 3,5 ^{*3}	0,5 ^{*1} 2,0 ^{*2} 3,5 ^{*3}	0,5 1,5

Продолжение табл. 1.10

1	2	3	4	5	6	7
Содержание сероводорода	Отсутствует	Не нормируется				
Содержание смолистых веществ, % (не более)	50	50	–	–	–	–
Температура вспышки, °С (не ниже)						
В закрытом тигле	80	90	–	–	–	–
В открытом тигле	–	–	90	110	140	110
Температура застывания, °С (не выше)	– 5	– 8	+ 10	+ 25	+ 36	+ 25
Теплота сгорания низшая на сухое топливо, ккал/кг	9870	9870	9700 ^{*4} 9550 ^{*3}	9650 ^{*4} 9500 ^{*3}	9600 ^{*4} 9450 ^{*3}	9650 ^{*1} 9600 ^{*2}
Плотность при 20 °С, г/см ³ (не более)	–	–	–	1,015	–	1,015

*1 – для малосернистого; *2 – для сернистого; *3 – для высокосернистого; *4 – для малосернистого и сернистого [3].

В пределах марок топочные мазуты подразделяются на ряд сортов по содержанию в них серы: низкосернистые ($S^r \leq 0,5$ %), малосернистые ($0,5 < S^r \leq 1,0$ %), сернистые ($1,0 < S^r \leq 2,0$ %) и высокосернистые ($2,0 < S^r \leq 3,5$ %). На электростанциях, как правило, сжигают сернистые и высокосернистые мазуты [17].

ГЛАВА 2

МАЗУТНЫЕ ХОЗЯЙСТВА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

В качестве жидкого топлива на электростанциях используют тяжелый продукт переработки нефти – мазут. Он применяется как основное топливо и как резервное для электростанций, работающих на газе, а так же как растопочное – на электростанциях, работающих на твердом топливе.

Расчетный суточный расход мазута на ТЭС определяется в расчете на 20-часовую работу всех энергетических паровых котлов при номинальной нагрузке и 24-часовую работу водогрейных котлов для покрытия тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца [16, 17].

2.1. Назначение и роль систем хранения и подготовки жидкого топлива на ТЭС

Основное назначение мазутного хозяйства ТЭС или котельной – обеспечение бесперебойной подачи к котлам подогретого и отфильтрованного топочного мазута в необходимом количестве и с соответствующим давлением и вязкостью. Необходимое количество мазута определяется нагрузкой котлов. Давление в линиях подачи мазута и его вязкость определяются режимами работы форсунок [16].

Поскольку сами котельные установки должны удовлетворять требованиям надежности, экономичности и безопасности, в том числе санитарной и экологической, то, естественно, все эти требования справедливы и для мазутного хозяйства.

Но ряд требований для мазутных хозяйств ТЭС или котельных имеет свою специфику. Это, прежде всего, требования надежности системы подготовки и подачи топлива к котлам. Оно заключается в создании таких условий, которые сделали бы невозможным даже кратковременное прекращение подачи топлива, что особенно важно для мазутных хозяйств электростанций, снабжающих технологическим паром крупные объекты химической и нефтехимической промышленности.

В последнее время возросла роль экономических требований к мазутным хозяйствам ТЭС и котельных. Приведение цен на топливо к

реальным выдвинуло помимо традиционных требований экономичности сжигания и ряд новых.

Это, прежде всего, уменьшение доли затрат на собственные нужды ТЭС и котельных, приходящихся на содержание мазутного хозяйства. Значительно ужесточились требования, связанные с экологическими последствиями сжигания жидкого топлива.

Поскольку мазутное хозяйство ТЭС и котельных – это целый комплекс сооружений и трубопроводов, требующий значительных капиталовложений при строительстве и потребляющий значительную долю собственных нужд станции или котельной, то роль мазутного хозяйства как системы хранения и подготовки жидкого топлива очень велика. Хотя оборудование мазутных хозяйств традиционно относится к вспомогательному оборудованию электростанций, но тем не менее с учетом всего вышеизложенного мазутное хозяйство ТЭС или котельной должно рассматриваться наравне с основными системами и оборудованием станций и котельных [16, 21, 127].

2.2. Топливное хозяйство электростанций, работающих на мазуте

Мазутное хозяйство включает в себя систему мазутопроводов, паро- и конденсатопроводов, насосные станции, приемно-разгрузочные устройства, емкости для слива и хранения, очистные сооружения (рис. 2.1).

Доставка мазута на электростанцию выполняется в основном железнодорожным транспортом. Приемно-разгрузочное устройство состоит из разгрузочной эстакады, оборудованной межрельсовых лотков и разводящих каналов для самотечного слива, приемных резервуаров и устройства для разогрева мазута.

Разгрузочные (сливные) эстакады представляют собой платформы шириной 1,2 м, собранные из плоских железобетонных рам и расположенные выше головки рельсов. Вдоль всего фронта слива через каждые 6 м установлены стояки из металла или железобетона, на которых смонтировано оборудование сливной эстакады. На стояках закреплены вертикальные отводы от общего паропровода, расположенного вдоль эстакады в канале или на отметке 3,5–4,0 м, для подачи пара к греющей прибор. Мазут из цистерн сливается в межрельсовые лотки шириной 930 мм, имеющие уклон 6,5 мм/м к середине фронта слива. Для подогрева мазута и ускорения его движения лотки обогреваются при помощи паровых спутников, расположенных на дне каждого лотка. Соединительный канал между левыми и правыми лотками, а также

отводные лотки снабжены шандорными щитами, позволяющими отводить мазут из любой половины эстакады в один из приемных резервуаров.

Для защиты перекачивающих насосов, установленных на приемных резервуарах, и самих резервуаров от механических примесей предусмотрены подъемные фильтр-сетки. Для обеспечения пожарной безопасности резервуаров на отводящих лотках к резервуару предусмотрен гидравлический затвор [13, 16, 17].

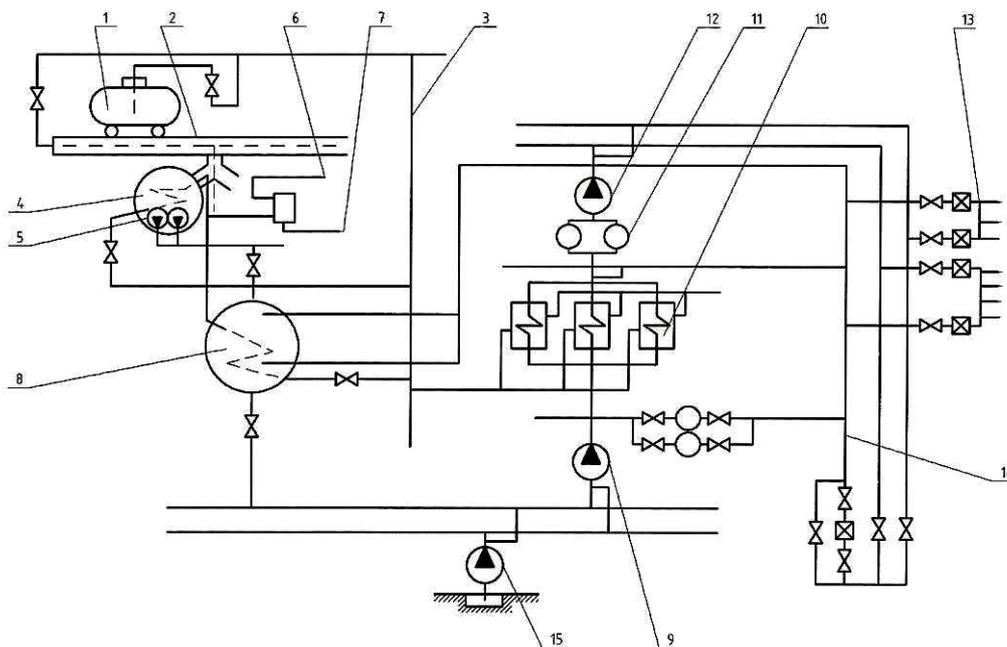


Рис. 2.1. Принципиальная схема мазутного хозяйства:

- 1 – железнодорожная цистерна; 2 – сливная эстакада; 3 – трубопровод для подвода пара; 4 – приемно-разгрузочная емкость; 5 – насосы; 6 – трубопровод для подвода охлажденной воды к барботеру; 7 – слив; 8 – емкость хранилища; 9 – насосы первого подъема; 10 – подогреватели; 11 – фильтр; 12 – насосы второго подъема; 13 – трубопровод для подвода к горелкам; 14 – линия рециркуляции; 15 – дренажный насос

Вместимость приемных резервуаров принимается не менее 20 % вместимости цистерн, устанавливаемых под разгрузку. Для разогрева мазута в цистернах используют пар давлением 0,8–1 МПа с температурой 200–220 °С, который вводится в цистерны по гибким шлангам с соплами. В зависимости от марки мазута подогрев его ведется до определенной температуры, равной 40–70 °С. При этом обводнение мазута достигает зимой 5 %.

Вместимость мазутохранилищ предусматривается: для электростанций, использующих мазут в качестве основного топлива, – 15-тисуточному запасу; для электростанций на газе, использующих мазут как резервное топливо, – 10-тисуточному запасу; для электростанций на газе, использующих мазут как аварийное топливо, – 5-тисуточному запасу и для пиковых водогрейных котлов – 10-тисуточному запасу.

Подогрев мазута в резервуарах производится циркуляционным способом, который обеспечивает интенсивное перемешивание мазута и выравнивание температуры в баке, что способствует выпариванию влаги.

К энергетическим и водогрейным котлам мазут подается от мазутного хозяйства по двум магистралям, каждая из которых рассчитана на 75 % номинальной подачи с учетом рециркуляции. Подача основных мазутных насосов выбирается с учетом рециркуляции. Для рециркуляционного разогрева мазута предусматривается по одному резервному насосу и подогревателю.

Пар к подогревателям так же подводится по двум магистралям, каждая из которых рассчитана на подачу 75 % необходимого расхода. Откачка конденсата из подогревателей осуществляется не менее чем двумя конденсатными насосами.

При использовании мазута в качестве растопочного топлива вместимость приемной емкости принимается равной не менее 120 м^3 (без резервирования насоса перекачки). Подача мазута в котельное отделение производится по одному трубопроводу с установкой не менее двух насосов, в том числе одного резервного. Пропускная способность мазутопроводов и подача насосов в этом случае предусматриваются с учетом общего числа, мощности и режима работы агрегатов электростанции. При этом число одновременно растапливаемых агрегатов должно быть не более четырех по 200 МВт или трех по 300 МВт и более с нагрузкой до 30 % номинальной для конденсационных станций или двух наибольшей производительности с нагрузкой до 30 % номинальной на КЭС.

Эффективность сжигания легких жидких топлив в основном определяется типом горелочного устройства. Для топочных мазутов важное значение приобретает подготовка перед сжиганием. Подготовка заключается в подогреве, очистке от механических примесей, обработке присадками, а при значительном содержании влаги в мазуте в диспергировании последней.

Двухступенчатая фильтрация мазута уменьшает износ трубопроводов и оборудования, повышает надежность работы форсунок, предотвращает образование отложений. Предварительная очистка проводится при сливе в лотках, установкой сетки-ловушки с ячейками 10–12 мм. Грубая фильтрация ведется фильтрами грубой очистки, установленными перед насосами и оборудованными сеткой № 3,5 (5 отверстий на 1см^2). После внешних подогревателей устанавливаются фильтры тонкой очистки с сеткой № 1 (64 отверстия на 1см^2) или № 1,4 (32 отверстия на 1см^2).

Существенное влияние на качество подготовки топлива и долговечность мазутного хозяйства оказывает сернистость мазута. С повышением сернистости растет интенсивность образования отложений в емкостях, трубопроводах, оборудовании, возрастает коррозия металла, возникает нестабильность мазутов, которая проявляется в образовании агломератов, состоящих из карбоидов и карбенов, увеличивается концентрация асфальто-смолистых веществ и твердого коксового осадка. Интенсивной сероводородной коррозии подвергаются металлические резервуары. Отслоившиеся сульфиды накапливаются на дне резервуара и образуют гальванопары со сталью резервуара. В результате интенсивной электрохимической коррозии разрушение днища может произойти через 3–6 мес. Скорость коррозии возрастает с обводненностью мазута.

Для защиты от коррозии необходимо применять надежную противокоррозионную изоляцию. Днище и нижний пояс резервуаров покрывают асфальтом или бетоном. Отстоявшуюся подтоварную воду, если ее невозможно удалить или смешать, периодически подщелачивают. Верхнее покрытие резервуаров рекомендуется выполнять из алюминия, цинка или покрывать специальными лаками (бакелитовым, хлорвиниловым). Проводится тщательное заземление резервуаров [26].

2.3. Классификация схем мазутных хозяйств

Мазутные хозяйства различаются:

- по способу доставки топлива:
 - железнодорожный транспорт;
 - водный транспорт;
 - трубопровод;
 - автомобильный транспорт;

➤ по способу использования или своему назначению (по типу мазутного хозяйства):

- основное;
- резервное;
- аварийное;
- растопочное;

➤ по способу подвода топлива к котлам:

- тупиковая;
- комбинированная;
- циркуляционная (одноступенчатая, двухступенчатая).

Основное мазутное хозяйство сооружается на тепловых станциях, для которых мазут является основным видом сжигаемого топлива, а газ сжигается как буферное топливо в период сезонных его избытков [16, 127].

Резервное мазутное хозяйство создается на тепловых станциях, где основным топливом является газ, а мазут сжигается в периоды его отсутствия (как правило, в зимние месяцы).

Аварийное мазутное хозяйство предусматривается на станциях, для которых основной и единственный вид топлива – газ, а мазут используется только при аварийном прекращении его подачи.

Растопочное мазутное хозяйство имеется на всех электростанциях, использующих твердое топливо при камерном способе сжигания. Мазут служит для растопки и подсвечивания факела в топках котлов. В случае установки на таких электростанциях газомазутных пиковых водогрейных котлов их мазутное хозяйство объединяется с растопочным.

На тепловых электростанциях и в котельных применяются три схемы подвода жидкого топлива к форсункам: тупиковая, циркуляционная и комбинированная (тупиково-циркуляционная).

Тупиковая схема применяется для небольших котельных, работающих на маловязких мазутах в качестве аварийного или растопочного топлива, а также для котельных, потребляющих жидкое топливо как основное, резервное и аварийное. Подогрев топлива до температуры 85–90 °С по такой схеме осуществляется в расходном баке. Высота от пола котельной до низшего уровня мазута в баке должна быть не менее 5 м. Это необходимо для того, чтобы давление мазута перед форсункой было не менее 0,03 МПа.

Рассмотрим типовую тупиковую схему мазутного хозяйства рис. 2.2. Мазут из основной емкости 10 в холодном состоянии подается в расходную емкость 5. при этом топливо очищается в фильтрах грубой очистки 9.

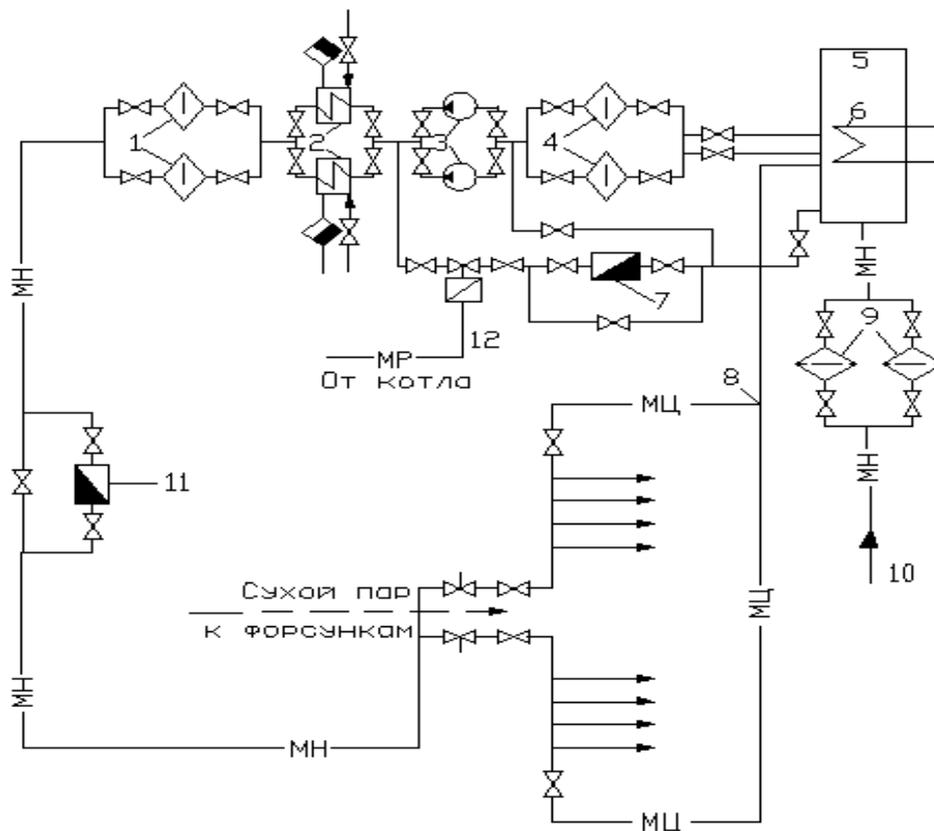


Рис. 2.2. Тупиковая схема подачи жидкого топлива:

1 – фильтры тонкой очистки, 2, 6 – подогреватели паровые; 3 – насосы;
 4, 9 – фильтры грубой очистки; 5 – емкость расходная; 7, 11 – мазутомеры;
 8 – участок циркуляционный; 10 – подача топлива из основной емкости;
 12 – клапан; МН, МЦ, МР – мазутопроводы напорные, циркуляционные
 и рециркуляционные

В расходной емкости мазут подогревается змеевиковым подогревателем 6 до температуры 85–100 °С. Расходные емкости запрещается устанавливать над котлами и экономайзерами, а рекомендуется размещать в котельной или вне ее. Затем мазут самотеком поступает через фильтры грубой очистки 4 к насосам 3. Насосы подают мазут в мазутные подогреватели 2. Излишки его подаются в расходную емкость 5, где он находится в подогретом состоянии. После подогревателей топливо поступает на сжигание в горелки.

Перед сжиганием мазут проходит последнюю стадию очистки в фильтрах 1 тонкой очистки. Для поддержания постоянной температуры мазута в схеме предусмотрена циркуляция по циркуляционному мазутопроводу 8 к расходной емкости. Давление в мазутопроводе регулируется клапаном 12. Расход топлива определяется мазутомером 11, в качестве которого применяется счетчик ротационного типа или специальное сужающее устройство. При работе котлов клапаны на мазутопроводах за горелками закрыты. При останове котлов эти клапаны открываются и включаются в работу линии рециркуляции на расходную емкость [16].

Тупиковая схема недостаточна надежна в эксплуатации и имеет ряд недостатков, основными из которых являются:

- колебание давления в линии подачи мазута из-за частого изменения расхода;
- малые скорости движения топлива в магистрали при неполной нагрузке котельной;
- затруднения при подачи топлива из магистрали в форсунки после ремонта или длительного останова котлов;
- неблагоприятные условия работы крайних тупиковых форсунок;
- все мазутопроводы должны прогреваться с помощью паропроводов, заключенных в кожух с общей изоляцией;
- в самой низкой точке мазутопровода устанавливается отвод с клапаном для спуска загрязненного топлива;
- мазутопровод должен иметь устройство для продувки паром;

К преимуществу можно отнести то, что при тупиковой схеме учет расхода топлива наиболее прост, так как ведется по одному мазутомеру перед котлами. Тупиковая схема топливоподачи в настоящее время используется редко.

Наиболее удобной в эксплуатации и широко применяемой в практике проектирования является *циркуляционная схема*. Циркуляционная схема применяется при сжигании высоковязких мазутов, а также при работе котельной постоянно на мазуте и кратковременно на газе.

На рис. 2.3 приведена типовая циркуляционная схема мазутного хозяйства. Доставка мазута осуществляется железнодорожным транспортом. На эстакаде 2 проводится прием цистерн 1. Перед сливом необходим предварительный нагрев мазута в цистернах, который осуществляется свежим паром с давлением 0,8–1,3 МПа и температурой 200–250, подаваемым из котельной.

Из цистерн мазут самотеком сливается в межрельсовый сливной желоб (лоток) 6, расположенный под эстакадой по всей ее длине. Так как сливные желоба имеют уклоны, то по ним мазут самотеком сливается в приемную емкость 7. Она снабжена трубчатыми паровыми подогревателями для поддержания необходимой температуры мазута. Пар в трубчатые паровые подогреватели поступает из котельной. Пар

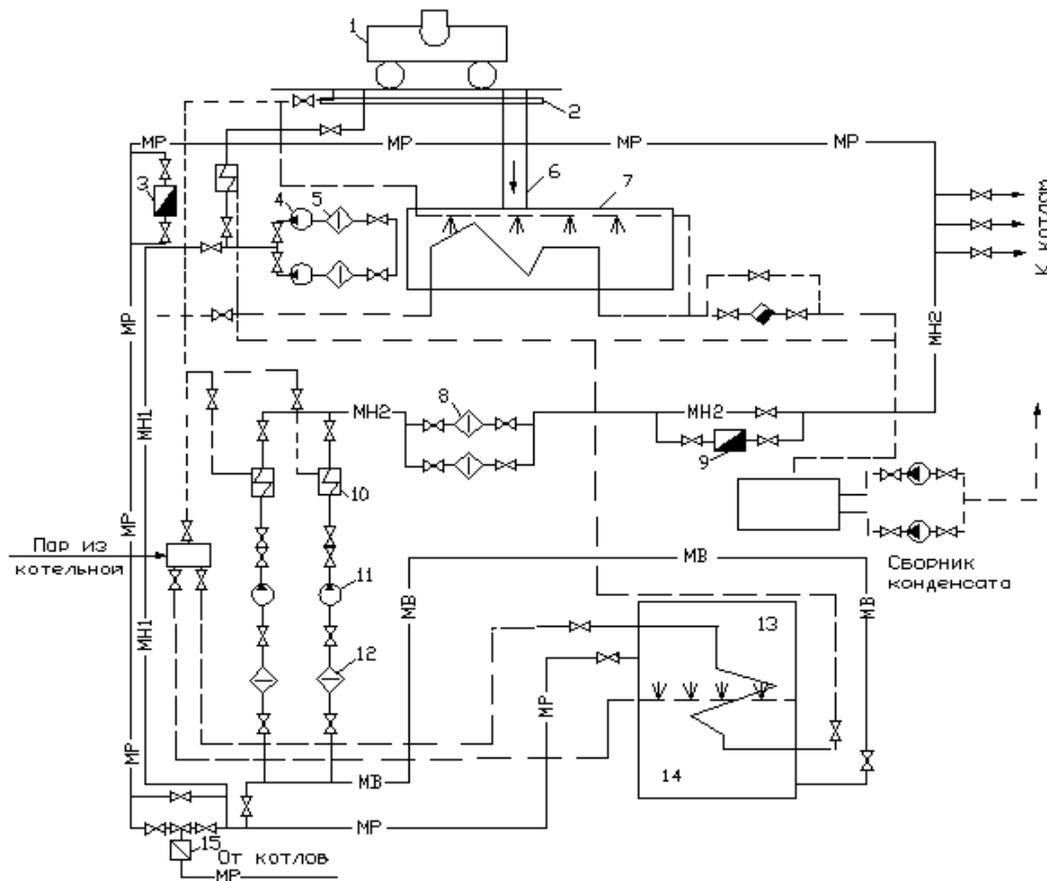


Рис. 2.3. Циркуляционная схема подачи жидкого топлива:

- 1 – цистерна; 2 – эстакада; 3, 9 – мазутомеры; 4 – насосы перекачивающие;
 5, 12 – фильтры грубой очистки; 6 – желоб сливной; 7 – приемная емкость;
 8 – фильтр тонкой очистки; 10, 13 – подогреватели мазута; 11 – насосы;
 14 – емкость основная; 15 – сливной клапан; МВ – мазутопровод всасывающий

Конденсат пара поступает в сборник конденсата. Из приемной емкости 7 мазут, пройдя фильтры 5 грубой очистки, перекачивается насосами 4 в основную емкость 14. В приемной емкости 7 топливо подогревается местными паровыми подогревателями 13. Из резервуара мазут насосами 11 перекачивается в мазутные подогреватели 10, находящиеся в мазутонасосной.

Перед подачей мазута в подогреватели он проходит первую ступень очистки от примесей и осадков в фильтрах 12 грубой очистки. При этой схеме обязательна линия рециркуляции мазута из котельной в основную емкость и на всас насосов. Мазутопровод рециркуляции меньше диаметром, чем прямой мазутопровод из мазутонасосной в котельную. Мазут на рециркуляцию подается в количестве около 15 % общего его расхода [16, 21].

Давление в мазутопроводе котельной регулируется сливным клапаном 15. Паропровод, идущий на подогреватели, изолируется вместе с мазутопроводами прямой и обратной линии. Для полного учета расхода мазута устанавливаются мазутомеры 3, 9 как на прямой, так и на обратной линии к котельной.

Основной недостаток данной схемы – неизбежность слива обработанного и подогретого мазута в емкости при останове котлов, иначе должен быть вызван перегрев топлива на всасе насоса. К преимуществам схемы можно отнести:

- наличие линии рециркуляции, позволяющей поддерживать мазут в резервуарах в горячем состоянии, что, в свою очередь, предотвращает расслоение его и влагоотстой;
- при продолжительном хранении мазута в резервуарах предусматривается работа местных секционных паровых подогревателей, чтобы поддерживать температуру мазута не ниже температуры застывания;
- предотвращается застывание топлива в трубопроводах.

Комбинированная схема применяется при работе станции на переменных нагрузках, при частых переходах с газа на мазута, а также при работе со стабильными нагрузками на маловязких топливах. Эта схема наиболее приемлема для котлов, работающих на высоковязких мазутах.

Преимущества комбинированной схемы включают в себя преимущества как тупиковой, так и циркуляционной схемы:

- универсальность, которая позволяет работать как по тупиковой схеме с подогревом мазута в расходной емкости, так и по циркуляционной схеме с подогревом мазута в резервуаре (основной емкости);
- наличие линии рециркуляции, которая позволяет поддерживать мазут в резервуарах в «горячем» состоянии, что, в свою очередь, предотвращает расслоение мазута и влагоотстой;
- в резервуарах предусматриваются местные секционные паровые подогреватели, что позволяет увеличить сроки хранения мазута в них; при этом температура мазута не должна опускаться ниже температуры застывания [13, 127].

2.4. Методика расчета основных характеристик мазутного хозяйства

Расчет основных характеристик мазутного хозяйства позволяет выбрать марки горелок, форсунок, насосов и определить число резервуаров и вместимость каждого из них [16].

1. Для котлов конкретных марок (указанных в проекте или находящихся в эксплуатации) определяем полезную мощность, кВт, или теплопроизводительность по формулам:

– для парового котла

$$Q_K = D_{пе} (i_{пе} - i_{п.в.}) + \sum D_{вт} (i''_{вт} - i'_{вт}) + D_{пр} (i_{пр} - i_{п.в.}) + D_{н.п} (i_{н.п.} - i_{п.в.}) + Q_{от};$$

– для водогрейного котла

$$Q_K = Q_{в.к}^{ном},$$

где $D_{пе}$ – расход выработанного перегретого пара, кг/с; $i_{пе}$, $i_{п.в.}$, $i_{н.п.}$, $i_{пр}$ – энтальпии соответственно перегретого пара, питательной воды на входе в водяной экономайзер, насыщенного пара (определяется по давлению в барабане парогенератора), продувочной воды (подсчитывается по давлению в барабане, а при прямоточных сепарационных парогенераторах – по давлению в сепараторе), кДж/кг; $D_{вт}$ – расход через вторичный пароперегреватель, кг/с (при более одного промежуточного перегрева тепловосприятия промпароперегревателей нужно суммировать); $i''_{вт}$, $i'_{вт}$ – энтальпия вторично перегреваемого пара соответственно на выходе и входе из пароперегревателя, кДж/кг; $D_{н.п.}$ – расход насыщенного пара, отдаваемого на сторону, кг/с; $Q_{от}$ – тепловосприятие воды или воздуха, подогреваемых в парогенераторе и отдаваемых на сторону, кВт; $Q_{в.к.}^{ном}$ – номинальная мощность водогрейного котла, кВт (по данным завода-изготовителя); $D_{пр}$ – расход на непрерывную продувку кг/с, который определяется по формуле:

$$D_{пр} = 0,01pD_{пе},$$

здесь p – непрерывная продувка котла, % (при $p < 2$ % теплота продувочной воды составляет менее 0,4 % полезного тепловыделения и может не учитываться).

2. Определяем расход жидкого топлива, кг/с, сжигаемого одним котлом:

– для котлов, использующих мазут как основное или резервное топливо

$$B = \frac{Q_K}{Q_H^p \eta_K^{\text{бр}}},$$

где Q_K – теплопроизводительность котла, кВт; Q_H^p – низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг; $\eta_K^{\text{бр}}$ – КПД котла (брутто);

– для котлов, использующих мазут для подсветки при сжигании угля (растопочное хозяйство)

$$B = \frac{0,3Q_K}{Q_H^p \eta_K^{\text{бр}}},$$

где 0,3 – коэффициент расхода мазута при использовании топливной смеси уголь-мазут.

3. Находим расход топлива, кг/с, сжигаемого каждой из горелок котла:

$$B_{\Gamma}^p = B / n,$$

где n – число горелок, устанавливаемых в топке котла (определяется по данным завода-изготовителя).

4. По найденному значению расхода мазута (в п. 3) из типоразмерного ряда горелок подбираем ближайшую газомазутную горелку.

5. Находим коэффициент производительности горелки x , равный отношению номинальной (паспортной) производительности выбранной горелки $B_{\Gamma}^{\text{НОМ}}$ к расчетному значению B_{Γ}^p :

$$x = \left(\frac{B_{\Gamma}^{\text{НОМ}}}{B_{\Gamma}^p} \right)^2.$$

6. Определяем давление, МПа, в мазутном тракте форсунки как отношение номинального (паспортного) давления мазута перед выбранной горелкой $p_{\Gamma}^{\text{НОМ}}$ к коэффициенту производительности x :

$$p = \frac{p_{\Gamma}^{\text{НОМ}}}{x}.$$

7. Находим напор H , м, создаваемый мазутным насосом и необходимый для подачи мазута к горелкам:

$$H = \frac{p}{\rho g} + Z,$$

где ρ – плотность воды, кг/м^3 ; g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; Z – высота расположения оси трубопровода над плоскостью отсчета, м (зависит от расположения горелок в котле).

8. Определяем номинальный суммарный расход топлива, кг/с , сжигаемого котлами электростанции или котельной. Зависимость имеет вид

$$\sum B = B_1 + B_2 + \dots + B_n,$$

где B_1, B_2, \dots, B_n – расходы основного, резервного и растопочного топлива, сжигаемого котлами в отдельности.

9. По найденной подаче и необходимому напору производим по каталогам выбор конкретной марки насоса для перекачки мазута к горелкам и форсункам.

10. Находим необходимую вместимость топлиохранилищ мазутного хозяйства, которая определяется в зависимости от типа мазутного хозяйства, способа доставки и нормы запаса.

Для *основных* мазутных хозяйств вместимость топлиохранилищ, кг :

$$M = \sum B \cdot 24 \cdot 3600 \tau_{\text{с.з.}} \cdot 1,007,$$

где 24 – число часов в сутках; 3600 – переводной коэффициент; $\tau_{\text{с.з.}}$ – норма запаса топлива (в сутки), выбираемая по табличным данным [16]; 1,007 – коэффициент, учитывающий потери мазута при испарении, отпуске и приемке.

В свою очередь, нормы запаса топлива (в сутки) для различного типа мазутных хозяйств электростанций и котельных рассчитаны для соответствующей тепловой нагрузки при средней температуре самого холодного месяца в данной климатической зоне. При этом средняя температура самого холодного месяца принимается по данным строительных норм и правил [27].

Для *резервных* мазутных хозяйств вместимость топлиохранилищ, кг:

$$M = \sum B \cdot 24 \cdot 3600 \tau_{с.з.} \cdot 1,007 u_{скл},$$

где $\tau_{с.з.}$ – норма запаса (резервного) топлива (в сутки), выбираемая по табличным данным [16]; $u_{скл}$ – относительная вместимость склада резервного топлива в долях от предполагаемого годового расхода резервного топлива:

$$u_{скл} = \frac{365 - x_p}{365},$$

где x_p – число дней в году работы на резервном топливе.

Для *растопочных* мазутных хозяйств вместимость топлиохранилищ, кг:

$$M = \sum B \cdot 24 \cdot 3600 \tau \cdot 1,007,$$

где τ – время растопки котлов в году, ч.

При этом необходимо учитывать, что для каждого котла длительность растопки разная при номинальных режимах работы растопки для каждого котла проводят 2 раза в год.

ТЭС и котельные, использующие уголь как основное топливо, часто сжигают мазут не только для растопки, но и для подсветки. В этом случае:

$$M = (\sum B_{\tau} + \sum B \cdot 24) \cdot 3600 \cdot 1,007,$$

где $\sum B$ – суммарный расход мазута, сжигаемого при подсветки угля.

ГЛАВА 3

ГОРЕНИЕ И ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ ВЫСОКОСЕРНИСТЫХ ТОПОЧНЫХ МАЗУТОВ

3.1. Горение капли мазута

Горение – процесс химического взаимодействия топлива с окислителем, приводящий к интенсивному саморазогреву реакционной системы вследствие большого экзотермического эффекта протекающих в ней реакций. Окислителем топлива на тепловых электростанциях служит кислород, содержащийся в атмосферном воздухе [13, 16, 17, 21, 29, 127].

В начале процесса горения из капли мазута испаряются те фракции, которые способны превращаться в пар. По мере ухода фракций со все более высокой температурой кипения возрастает температура остающейся части капли и начинается термическое разложение остатка. Масса такого нелетучего остатка мазута весьма значительна – 60–80 % от начальной массы капли. Поэтому именно горением неиспаряющейся части мазута в основном определяются продолжительность и полнота сгорания топлива.

Термическое разложение неиспарившейся части приводит к выделению из нее летучих веществ и образованию твердого коксового остатка. Летучие вещества (смесь горючих паров и газов) диффундируют от поверхности остатка капли и сгорают вблизи нее подобно тому, как вначале горели пары топлива. Горение коксового остатка может начаться только после окончания горения летучих веществ, так как до этого кислород практически не проникает к поверхности остающейся коксовой частицы.

Коксовый остаток горит по такому же механизму, как частицы твердого топлива. Однако на его горение остается лишь относительно небольшая часть полного времени пребывания топлива в топке (доли секунды), т.к. наблюдается пониженная концентрация кислорода, в значительной мере уже израсходованного на горение легких фракций и летучих веществ. Этим обусловлено присутствие сажи (несгоревшего углерода) в уходящих газах. Схема рассмотренной совокупности процессов, протекающих при сгорании капли мазута, показана на рис. 3.1.

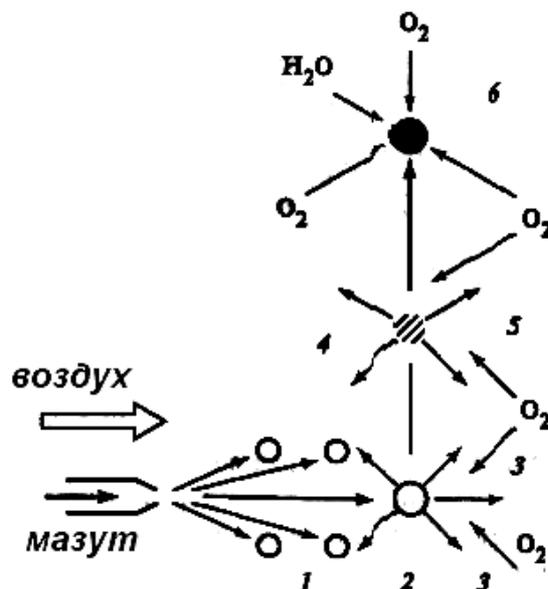


Рис. 3.1. Процессы, протекающие при сгорании капли мазута:
 1 – распыливание топлива, нагревание капель; 2 – испарение легких фракций; 3 – горение паров; 4 – термическое разложение тяжелых фракций; 5 – горение летучих веществ; 6 – горение коксового остатка [21].

Таким образом, процесс сжигания топочного мазута может быть разделен на четыре основные стадии:

- 1) распыливание мазута на мельчайшие капли;
- 2) испарение мазута с поверхности капель и образование горючей смеси паров мазута с воздухом;
- 3) воспламенение образовавшейся горючей смеси;
- 4) горение горючей смеси, сопровождающееся полным испарением и сгоранием капель мазута [28, 65].

Интересной особенностью горения капель тяжелых жидких топлив является окисловывание поверхности капли в процессе горения с последующим выбросом газообразных компонентов или даже разрывом самой капли.

Для оценки влияния горения паров непосредственно у поверхности капли (в пограничном слое или приведенной пленке) можно воспользоваться критерием Семенова $Se = \sqrt{kD} / \alpha_D$, где k – константа скорости реакции горения паров (в предположении реакции первого порядка); D – коэффициент диффузии кислорода в газовой смеси (среднее значение).

При небольших значениях критерия Семенова роль горения паров в пограничном слое невелика, основное количество паров выносится в окружающий газовый объем и сгорает там по законам *газового горения*. Это происходит в случае мелких капель, когда велик коэффициент диффузионного обмена. При $Se < 0,4$ можно полностью пренебречь горением паров в пограничном слое у поверхности капли. При больших значениях критерия Семенова пары интенсивно выгорают в пределах пограничного слоя. При $Se \rightarrow \infty$ *горение диффузионное*. Пары, встречаясь с кислородом, мгновенно реагируют и сгорают в очень тонкой зоне. В этой зоне достигается относительно высокая температура горения. Теплота отводится в окружающую среду и частично к поверхности капли. Теплота, подводимая к поверхности, затрачивается на прогрев жидкости, ее испарение и нагрев паров.

Теория диффузионного горения капли жидкого топлива впервые и в наиболее общей форме была разработана Г.Л. Варшавским. Позднее и независимо от Г.А. Варшавского диффузионное горение капли было рассмотрено Сполдингом, а также Гольдсмитом и Пеннером. Значительные уточнения в теорию были внесены И.И. Палеевым, М.А. Гуревичем и Ф.А. Агафоновой.

К настоящему времени накоплен большой опытный материал по горению капель жидкого топлива. Изучалось горение подвешенных капель размером 1–2 мм и более мелких (И.И. Палеев, М.А. Гуревич, Ф.А. Агафонова, Сполдинг, Гольдсмит, Пеннер), падающих в печи капель размером порядка сотен микрометров (Японские исследователи Кумагаи и Изода). Определялись время сгорания, изменения размера капель в процессе горения (для подвешенных капель), влияние на горение температуры среды, содержания кислорода, характеристики срыва пламени с капель и т.п. При проведении опытов использовались фотографирование, киносъемка.

Все проведенные исследования показали, что в действительности горение капель недиффузионное, критерий Семенова имеет конечное значение. Чем меньше критерий Семенова, тем меньше паров сгорает в пределах приведенной пленки. Только очень мелкие капли (малые значения критерия Семенова) испаряются и могут испариться полностью до воспламенения факела. Однако и в этом случае изменение диаметра капли во времени, как и вообще при испарении, отвечает закону Срезневского, который гласит, что время горения пропорционально квадрату диаметра капли.

Приведенные данные позволяют понять физические особенности горения жидкого топлива и проводить расчеты горения и испарения капель жидкого топлива. Все это необходимо для рационального проектирования топочных устройств, для их наладки и выбора оптимальных режимов работы. Полные расчеты выгорания факела капель жидкого топлива в камерах сгорания и топках провести достаточно трудно из-за сложной неоднородной аэродинамики процесса. большей частью сжигание распыленного жидкого топлива проводится в закрученном потоке воздуха. Примером может служить регистровая камера сгорания. Форсунка помещается в голове конусной части жаровой трубы в центре закручивающего воздух лопаточного регистра. Закрученный в регистре первичный воздух (составляющий до 30–40 % количества воздуха, необходимого для сгорания топлива) способствует разбросу капель по периферии и, главное, создает обратный ток горячих газов из пламени к форсунке. После первоначального воспламенения (искрой, дежурным факелом и т.п.) оно поддерживается в дальнейшем за счет горячего обратного тока. Необходимый для горения воздух поступает как через регистр, так и через отверстия на конусной и цилиндрической частях жаровой трубы. Дополнительные отверстия малого диаметра (или щели между обечайками жаровой трубы) служат для охлаждения стенок. Струи, проникающие через отверстия, стелются по стенкам, понижая их температуру. Стенки охлаждаются также потоком воздуха в зазоре между жаровой трубой и наружным кожухом; температура стенок обычно не превышает 600–800 °С.

Воздух обычно поступает в кожух под некоторым давлением и распределяется между регистром и отверстиями в зависимости от аэродинамического сопротивления (давление воздуха зависит от задаваемого давления в камере сгорания или за ней). После сжигания топлива газы в камере могут в значительной мере разбавляться воздухом для понижения их температуры. Опыт сжигания жидкого топлива в камерах сгорания показывает, что в них удается обеспечить надежное воспламенение и высокую полноту сгорания, приближающуюся к 100 %.

По этим же принципам сжигается распыленное жидкое топливо и в топках паровых котлов (в горелках для воспламенения используется обратный ток газов). Жидкое топливо в основном выгорает в зоне воспламенения и обратного тока (при высоких тепловых напряжениях); например, при сжигании мазута в топках паровых котлов тепловое напряжение доходит до $(8–20) 10^2 \text{ кВт/м}^2$ [29].

Современные котельные установки электростанций оборудуются такими топками, в которых сжигание топлива независимо от его вида производится в факеле.

Факельный способ сжигания обеспечивает достаточную интенсивность процессов горения топлива и отвода теплоты от продуктов сгорания, а в конечном итоге позволяет минимизировать габаритные размеры котельных установок [21].

В мазутном факеле происходят сложные процессы распыливания жидкого топлива, испарения, пиролиза и горения капель, выделения сажистого углерода, коксового остатка, их сгорание и т.д. Тем не менее для диффузионных факелов жидкого топлива, представляющих двухфазные горячие струи, требующих в процессе горения распыленного топлива струйного смешения с окислителем, было предложено в первую очередь использовать развитые аэродинамические подходы к расчету длин факелов.

За основу расчета была принята формула для стехиометрической длины свободного факела, полученная на основании аэродинамических закономерностей неравноплотностных газовых струй. При этом исходили из того факта, что факел жидкого топлива часто формируется с помощью пневматических форсунок, которые создают двухфазные турбулентные струи с высокими скоростями истечения, при которых влиянием подъемных архимедовых сил можно пренебречь.

Тогда стехиометрическая длина мазутного факела в условиях свободной струи вычисляется из выражения:

$$\frac{l_{сх}^{св}}{D_0} = 5,7\Theta \frac{L_0 \rho_{в.о} + g_p^{(пар)}}{g_p},$$

где L_0 – теоретически необходимое для горения жидкого топлива количество окислителя (воздуха) при $\alpha = 1,0$, м³/кг (при нормальных условиях); g – удельный расход распылителя, кг/кг; $g_p^{(пар)}$ – удельный расход распылителя – пара, кг/кг, Θ – критерий неравноплотности для мазутного факела. При использовании других распылителей, не являющихся топливным балластом (компрессорный воздух, кислород) $g_p^{(пар)} = 0$.

Оценка стехиометрической длины мазутного факела позволяет оценить протяженность зоны перемешивания топлива с окислителем. При нормальных условиях для воспламенения капель в высокотемпературных печах представление о лимитирующей стадии процесса горения в мазутном факеле можно получить сравнением длины пути, который проходит капля за время своего сгорания, и стехиометрической длины l_{cx} , в пределах которой на ось факела подсасывается теоретически необходимое количество воздуха и наиболее интенсивно развиваются процессы горения. Чем больше стехиометрическая длина факела, выше температура в рабочем пространстве печи и меньше размер капель (т.е. лучше распыливание), тем больше вероятность того, что горение мазута будет протекать по пути горения газового топлива, т.е. длина факела будет определяться процессом турбулентного перемешивания топлива с воздухом и величиной l_{cx} .

Сопоставление экспериментальных длин факела со стехиометрической его длиной свидетельствует о том, что длина пути горения капли мазута на порядок меньше стехиометрической длины факела. В реальных условиях рабочего пространства стекловаренных печей можно таким образом полагать, что испарение капли не лимитирует процесс горения факела, а догорание коксового остатка лишь ненамного увеличивает протяженность зоны интенсивного горения и полную длину факела. Вероятнее всего, что уже в пределах длины l_{cx} обеспечивается испарение и выгорание жидкой фазы капли, а вблизи границы l_{cx} проходит в основном догорание коксового остатка.

Тем не менее, получаемая расчетом длина пути горения капли жидкого топлива – вполне ощутимая величина. При ухудшении качества распыливания топлива (например, при низком давлении и расходе распылителя, неудачной конструкции форсунки), длина зоны горения может увеличиваться пропорционально квадрату диаметра капли, что вызовет уже более заметное увеличение длины зоны горения факела [21, 29, 65].

3.2. Распыливание топлива и виды форсунок

Процесс горения жидкого топлива, кроме основных стадий (смешение с окислителем, воспламенение и собственно горение), включает в себя также стадии распыливания, испарения и термического разложения топлива и догорания коксовых частиц. Поверхность испарения многократно увеличивается при распыливании жидкого топлива на отдельные капли, для чего и применяются специальные устройства – форсунки.

Из капли диаметром 1 мм дроблением можно получить, например, 1000000 капель диаметром 10 мкм. Поверхность испарения увеличивается при этом в 600 раз [30].

При малых размерах капель достигается большая площадь их поверхности, приходящаяся на единицу массы топлива. Тем самым ускоряется прогревание этой массы и облегчается доступ к ней кислорода.

При дроблении жидкости требуется преодолеть силы поверхностного натяжения, для чего необходимо затратить энергию. Носителем необходимой энергии может быть само топливо, подаваемое к форсунке под повышенным давлением (до 6 МПа). Форсунки, работающие по такому принципу, носят название *механических*. Источником энергии служит также водяной пар давлением 0,3–1,5 МПа, подаваемый в форсунку параллельно с топливом, которое в этом случае может поступать с небольшим напором. Такие форсунки называются *паровыми (или пневматическими)*. Существуют также форсунки комбинированного типа – *паромеханические*.

Степень дробления капель топочного мазута (тонкость распиливания) выбирают с учетом двух основных обстоятельств. Слишком крупные капли требуют длительного времени для своего сгорания и могут не успевать сгорать полностью на участке пути до выхода из топки. Слишком мелкие капли в потоке воздуха, подаваемого в топку для горения, летят практически с такой же скоростью, с какой движется воздух. Из-за отсутствия движения капель относительно газовой среды ухудшается подвод теплоты и кислорода к поверхности капли, что тормозит ее горение и также может приводить к неполному сгоранию. Поэтому существует промежуточный, оптимальный размер капель, соответствующий минимальному недожогу [21].

Качество распыливания жидкого топлива существенно зависит от его вязкости. Оптимальные значения вязкости составляют до 3 °ВУ для механических и до 6 °ВУ для паровых форсунок. Соблюдение требований по вязкости обеспечивается подачей в форсунки мазута в нагретом состоянии. Чаще всего температура мазута перед форсунками 90–110 °С, а иногда она превышает 120 °С [21].

Выбор того или иного типа форсунок определяется прежде всего мощностью котла и диапазоном изменения этой мощности, во-вторых, – габаритными размерами факела, который должен занимать максимум топочного пространства, но не касаться поверхностей нагрева и обмуровки котла. Для эффективного сжигания жидкого топлива в котлах малой мощности могут быть рекомендованы только ротационные форсунки и, как исключение, паромеханические.

Использование паромеханических форсунок обеспечивает хорошее качество распыливания топлива при широком диапазоне регулирования, относительно низкий удельный расход пара на распыливание (менее 0,15 кг/кг). Кроме того, подача пара в корень факела интенсифицирует процесс выгорания капли и снижает эмиссию оксидов азота. Пневматические и механические форсунки практически не применяются на малых котлах при сжигании мазута. Форсунки не обеспечивают высокого качества распыливания при широком диапазоне регулирования, имеют длинный факел, который не вписывается в размеры топки, требуют высокого давления распыливающего агента.

К *механическим форсункам* относятся форсунки системы ЦККБ, форсунки малой мощности ОН-521 и средней мощности ОН-547, горелки ГМГм, работающие на только мазуте, горелки ДКЗ с механической форсункой. Более подробно рассмотрим форсунки ОН-521 и ОН-547 – механические форсунки, разработанные НПО ЦКТИ и предназначенные для распыливания топочного мазута в топках стационарных паровых котлов [28, 29, 30]. Эти форсунки также успешно применяются в металлургии и в топках различных тепловых агрегатов. Общий вид форсунок показан на рис. 3.2.

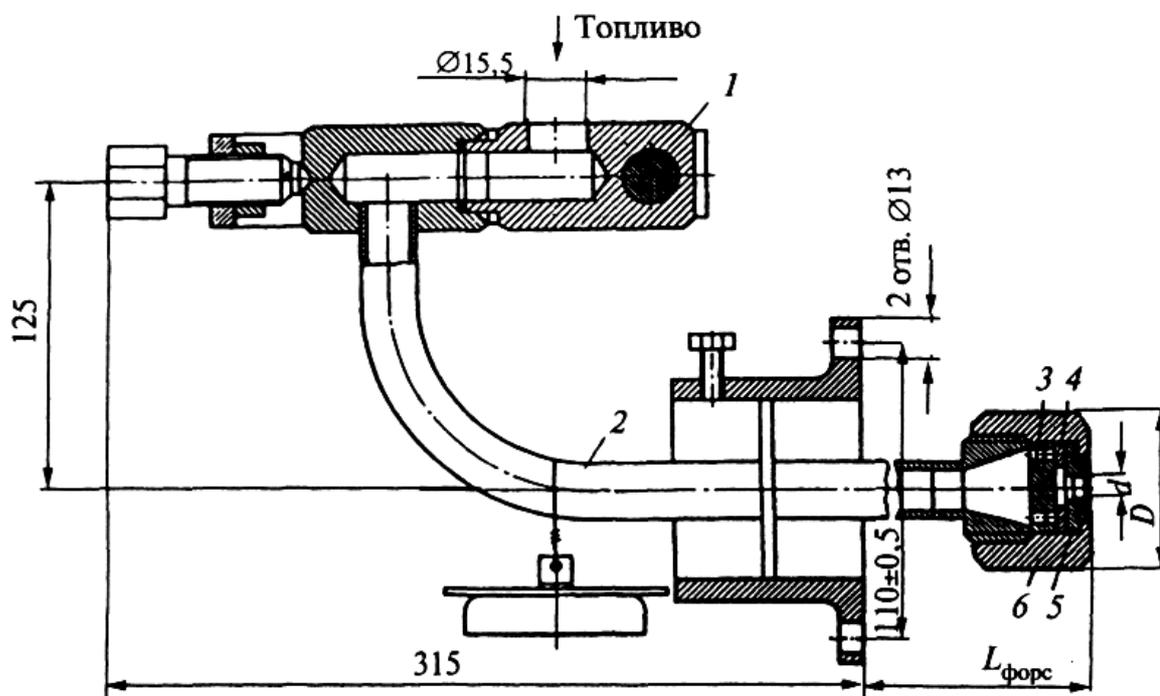


Рис. 3.2. Форсунка механическая средней мощности типа ОН-547:
1 – колодки; 2 – ствол; 3 – распределитель; 4 – завихритель; 5 – сопло;
6 – гайка накидная

Форсунки малой мощности ОН-521 выпускаются длиной от 400 до 2000 мм, средней мощности ОН-547 – длиной от 400 до 4000 мм. Пропускная способность форсунок при давлении мазута может быть определена по выражению:

$$B = B_H \sqrt{\frac{P}{P_H}},$$

где P_H , B_H – давление и пропускная способность из табличных данных [48]; P – рабочее явление мазута. Снижение давления мазута менее 1,0 МПа не допускается. Топливо перед подачей в форсунку должно быть профильтровано. Размер ячейки фильтра должен быть 0,5x0,5 мм для форсунок с соплом менее 1,5 мм и 1x1 мм для форсунок с соплом, равным 2,5 мм и более.

Пневматические форсунки бывают высокого и низкого давления. Форсунками высокого давления называют такие, в которых распыление топлива осуществляется при помощи воздуха от компрессора с давлением 3–7 атм или паром с давлением 2–26 атм. К этой группе форсунок можно отнести пневматические форсунки УПИ-К, форсунки высокого давления с двойным распыливанием типа ФВД, короткофакельные форсунки системы Карабина типа ФК, пневматические форсунки ВНИИМТ. Рассмотрим форсунку с двойным распыливанием типа ФВД. Разработанные Стальпроектом форсунки высокого давления с двойным распыливанием типа ФВД предназначены для сжигания мазута с холодным или подогретым воздухом. В качестве распылителя применен компрессорный воздух под давлением $P_{кв} = 600$ кПа с удельным расходом 1,3 кг/кг мазута или сухой насыщенный пар под давлением $P_{п} = 700–750$ кПа с удельным расходом 1,0 кг/кг мазута.

Форсунки высокого давления устанавливаются в форсуночных коробках, через которые подается воздух для горения. Схема установки форсунки высокого давления типа ФВД в форсуночной коробке показана на рис. 3.3, сама форсунка высокого давления с двойным распыливанием типа ФВД показаны на рис. 3.4.

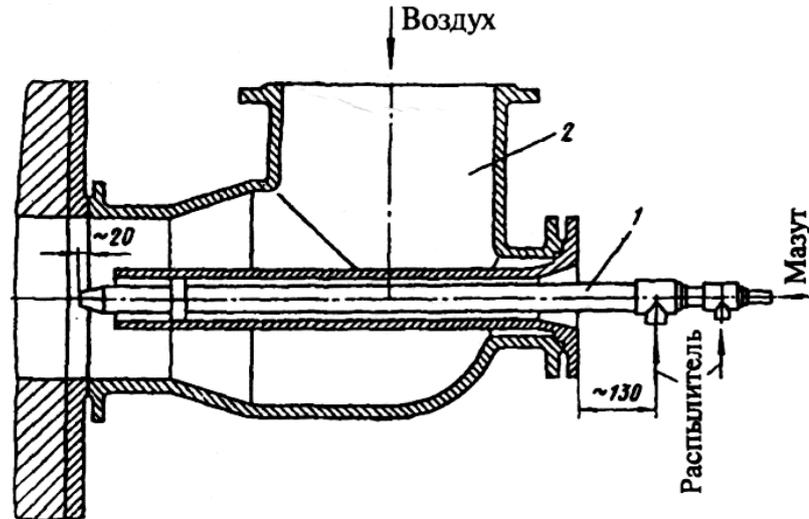


Рис. 3.3. Форсунка высокого давления с двойным распыливанием типа ФВД в форсуночной коробке: 1 – форсунка; 2 – форсуночная коробка

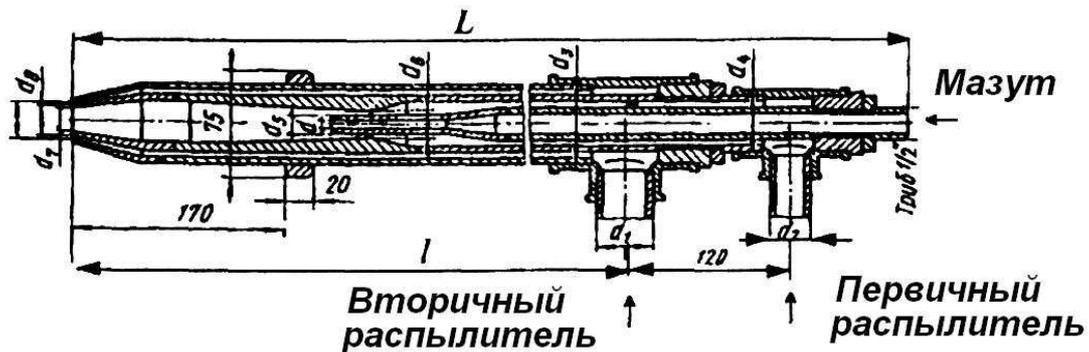


Рис. 3.4. Форсунки высокого давления с двойным распыливанием типа ФВД

Разработано семь типоразмеров форсунок номинальной пропускной способностью по мазуту от 100 до 600 кг/ч (для давления мазута перед форсункой $P_M = 200$ кПа). Форсунки с номинальной пропускной способностью по мазуту 300 и 400 кг/ч выполнены в двух вариантах, различающихся только длиной. Выбор той или иной длины форсунки зависит от размеров примененной форсуночной коробки [30].

Обозначение форсунки состоит из индекса типа форсунки и цифры, характеризующей номинальную пропускную способность форсунки по мазуту, например, форсунка ФВД-200 обозначает: форсунка высокого давления с двойным распыливанием, имеющая номинальную пропускную способность по мазуту 200 кг/ч.

Форсунку типа ФВД выбирают по графику (рис. 3.5) в зависимости от необходимой пропускной способности по мазуту и давления мазута перед ней.

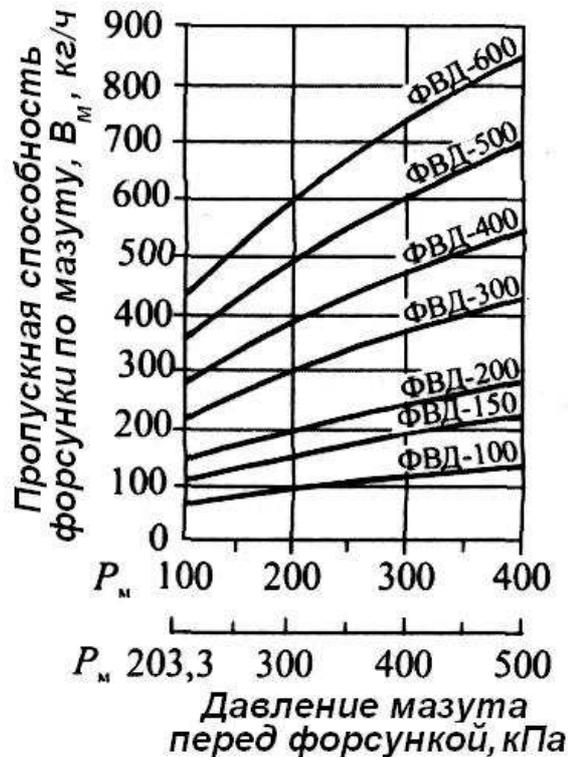


Рис. 3.5. Пропускная способность по мазуту форсунок высокого давления с двойным распыливанием типа ФВД

Форсуночные коробки для установки форсунок высокого давления могут использоваться для подачи воздуха, подогретого до 400 °С. Разработаны коробки двух типов: тип А с патрубком для подвода воздуха, расположенным под углом 90° к оси коробки и тип Б с патрубком, расположенным под углом 75° к оси коробки. Каждый из этих типов включает коробки двенадцати типоразмеров. Обозначение форсуночных коробок состоит из буквы, соответствующей типу коробки, и цифры, соответствующей типоразмеру коробки, например, форсуночная коробка А8 означает: форсуночная коробка типа А, размер 8.

Пневматические форсунки ВНИИМТ предназначены для распыливания мазута при его сжигании с холодным или подогретым воздухом. Распыливание топлива производится сжатым воздухом с давлением 0,3–0,5 МПа. Общий вид форсунки показан на рис. 3.6.

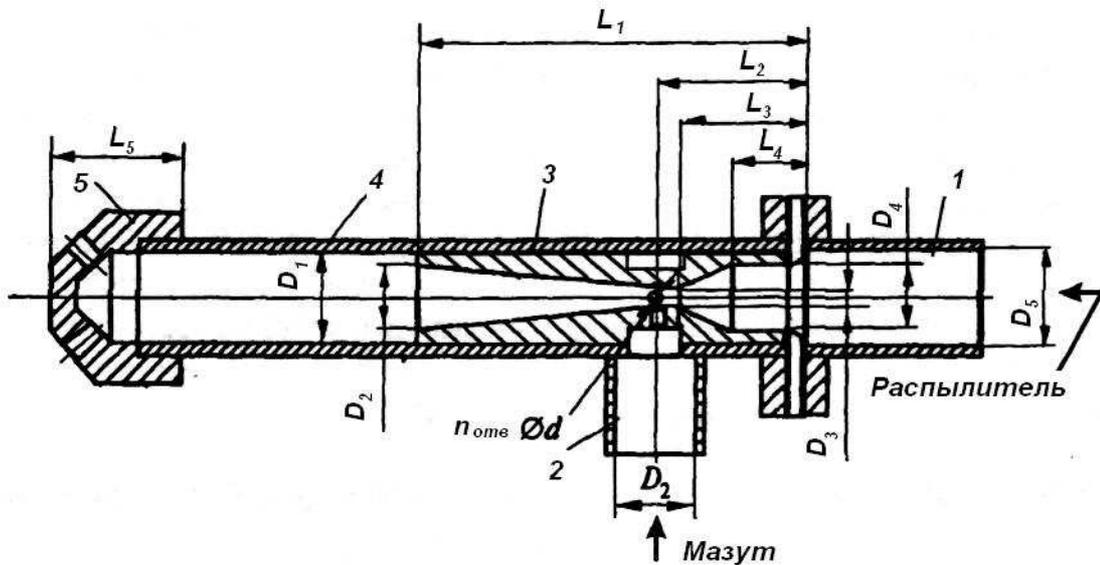


Рис. 3.6. Пневматическая форсунка ВНИИМТ:
 1 – подвод распылителя; 2 – подвод мазута; 3 – диспергатор; 4 – ствол;
 5 – раздающий наконечник

Конструктивным отличием форсунки от ранее известных является наличие на торце ее ствола раздающего наконечника с системой отверстий, выполненных под углами к ее оси.

Работа форсунки характеризуется низким удельным расходом распылителя – до 0,3 кг/кг топлива, высоким качеством распыливания топлива и возможностью регулирования (при наладке) угла встречи топливных струй, вытекающих из раздающего наконечника, и основного потока воздуха, подаваемого в горелку. Последнее достигается заменой раздающего наконечника.

При работе форсунки в горловине диспергатора происходит резкое снижение статического давления на участке длиной 20–25 мм. Затем это давление возрастает, поскольку возникают скачки уплотнений. На этом участке производится истечение топлива в поток распылителя. При истечении топлива увеличивается противодействие в диспергаторе и в стволе форсунки.

Расходные характеристики форсунки существенно зависят от размеров проходных отверстий, но общая закономерность сохраняется независимо от типоразмера. Расход мазута зависит не только от его давления перед форсункой, но и от давления распылителя.

При увеличении расхода мазута и постоянном давлении распылителя расход распылителя через форсунку уменьшается. Эту особенность необходимо учитывать при настройке режима распыливания топлива.

Форсунки низкого давления также называют вентиляторными, так как распылителем в них является вентиляторный или эжекторный воздух, имеющий давление 3–5 кПа. По сравнению с механическими форсунками и форсунками высокого давления форсунки низкого давления обладают следующими достоинствами:

1) через них подается весь или почти весь воздух, необходимый для горения, благодаря чему создаются наиболее благоприятные условия для сгорания топлива;

2) факел форсунок низкого давления более короткий и не требуется устройства длинных топочных камер;

3) пределы регулирования форсунок в большинстве случаев весьма широки;

4) стоимость распыления невысока.

Недостатком форсунок низкого давления являются сравнительно большие размеры воздухопроводов к форсункам и трудности применения высокого подогрева воздуха.

Ряд конструкций форсунок низкого давления представлен следующими типами: форсунки низкого давления конструкции Стальпроекта, форкамерные газомазутные горелки ВНИИМТ, предназначенные для отдельного сжигания природного газа и мазута.

Разработанные Стальпроектом форсунки низкого давления (рис. 3.7), предназначены для сжигания мазута в смеси с холодным воздухом. Распыливание мазута в этих форсунках производится воздухом, подаваемым вентилятором. Оптимальное давление воздуха перед форсункой не менее 5 кПа, минимально допустимое для работы форсунки – 3 кПа. Оптимальное давление мазута перед форсункой составляет 100–150 кПа, минимальное 50 кПа. Оптимальные условия работы форсунки соответствуют пределам регулирования 1:2. При уменьшении количества подаваемого воздуха до 1/3 от максимального резко ухудшаются условия мазута распыливания [30].

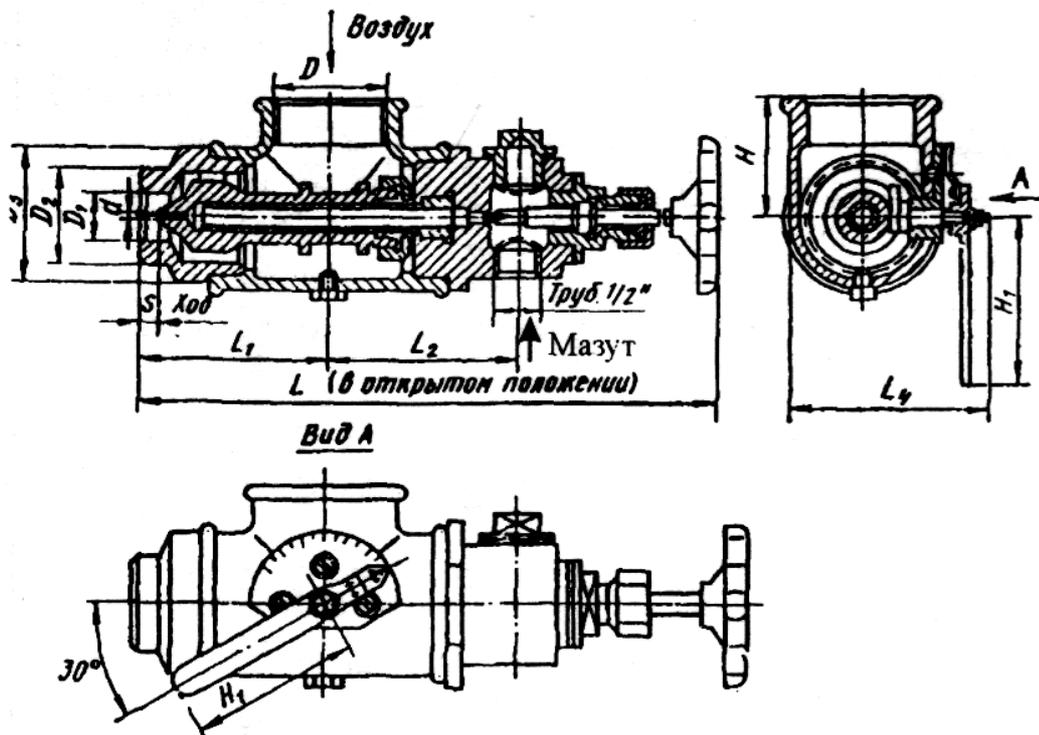


Рис. 3.7. Форсунка низкого давления с бесфланцевой головкой

Разработано шесть типоразмеров форсунок низкого давления с подводом воздуха от $D_v = 40$ мм (1 1/2") до $D_v = 200$ мм (8"). Форсунки с подводом воздуха $D_v = 70$ мм (2 1/2") и 100 мм (4") выполнены в двух вариантах, отличающихся диаметрами носика. Каждый типоразмер форсунки выполнен с двумя типами головки: без фланца (рис. 3.7) и с фланцем, кроме типоразмеров с подводом воздуха $D_v = 150$ мм (6") и 200 мм (8"), головки которых не имеют фланца.

Для регулирования подачи воздуха мазутное сопло форсунки выполнено перемещающимся вдоль оси форсунки, что позволяет изменять сечение для выхода воздуха. Перемещение производится вручную с помощью воздушного клапана, управляющая рукоятка которого выведена на боковую стенку форсунки. В зависимости от того, на какую боковую стенку выведена рукоятка воздушного клапана, различают ее левое и правое расположение (на рис. 3.7 показано левое расположение рукоятки воздушного клапана).

Форсунку следует устанавливать так, чтобы подвод воздуха был расположен над форсункой, так как при подводе снизу в нем возможно скопление мазута, вытекающего при неполном закрытии мазутного крана во время отключения форсунки.

Ось трубки для мазута должна совпадать с осью воздухопровода, что дает возможность поворачивать форсунку для прочистки сопла.

В обозначение форсунок низкого давления конструкции Стальпроекта входит условный диаметр подвода воздуха, выраженный в миллиметрах или дюймах и номер исполнения форсунки в зависимости от типа головки и направления вывода рукоятки воздушного клапана, а для форсунок с $D_v = 70$ мм (2 1/2") и 100 мм (4") и от диаметра носика. Например, «Форсунка низкого давления D_v 70 (2 1/2") исполнение V» означает: форсунка низкого давления с условным диаметром подвода воздуха D_v 70 мм (2 1/2"), диаметром носика 30 мм, имеющая головку с фланцем и левое расположение рукоятки воздушного клапана.

Выбор форсунок низкого давления осуществляют в зависимости от заданной пропускной способности форсунки по мазуту, давления воздуха перед форсункой и коэффициента расхода воздуха.

При снижении нагрузки на форсунку регулирование производится вручную с помощью воздушного клапана. Для удобства регулирования рукоятка воздушного клапана снабжена стрелкой – указателем, которая перемещается по циферблату, фиксируя воздушный клапан в шести положениях. Возможно также подрегулирование и перекрытие подачи мазута путем перемещения вдоль оси форсунки мазутной иглы, управляющий маховик которой выведен на торец форсунки.

Комбинированные форсунки представляют собой комбинацию мазутной форсунки и горелки, дающую возможность для отдельного или совместного сжигания жидкого топлива и газа. К таким форсункам относятся комбинированные и низкотемпературные горелки ВНИИМТ, газомазутные горелки ВостИО, газомазутные горелки ГМР, газомазутные горелки УГТУ-НПФ «Горелочный центр», газомазутные горелки типа ГМС, комбинированные акустические горелки типа КГМГ-А и ГКА-100, горелки ГМГБ, ГМ и ГМП. Рассмотрим принцип работы газомазутных горелок ВостИО. Газомазутные горелки ВостИО разработаны в двух вариантах: для совместного сжигания газа и мазута (рис. 3.8, а) и для отдельного (рис. 3.8, б).

Горелка для совместного сжигания газа и мазута разработана на основе горелки ГВВ. Она предназначена для работы на природном газе и мазуте марок 40 и 100 с температурой подогрева 90–100 °С. Диапазон рабочего регулирования расхода газа от нуля до 4000 м³/ч, диапазон рабочего регулирования расхода мазута от нуля до 1500 кг/ч.

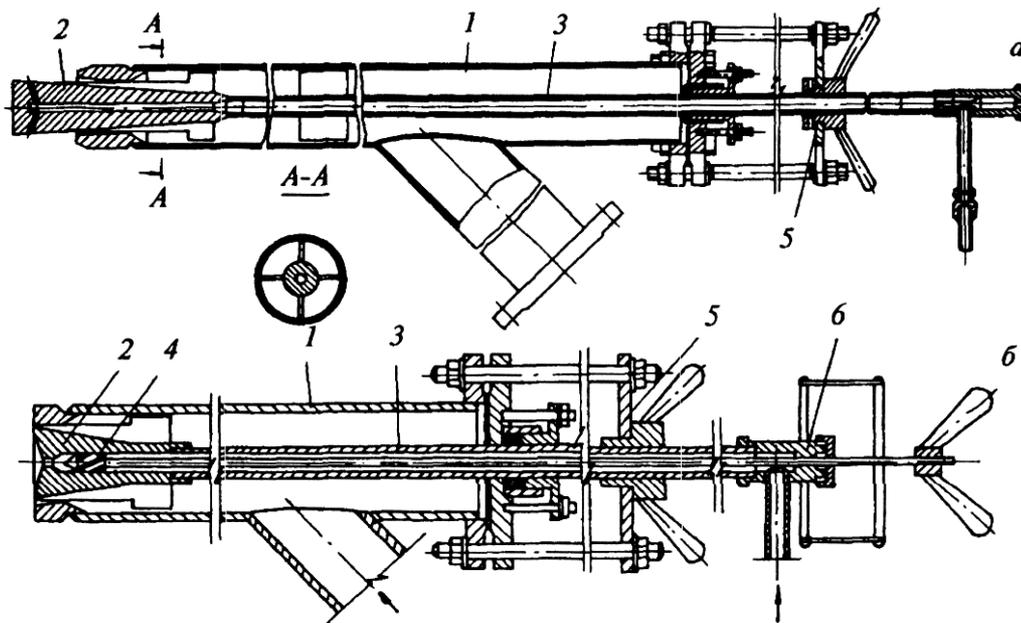


Рис. 3.8. Газомазутные горелки ВостИО:

- а – для совместного сжигания газа и мазута; б – для раздельного
 1 – газоподводящий корпус; 2 – дроссель; 3 – мазутная труба;
 4 – форсунка; 5 – механизм перемещения дросселя; 6 – механизм перемещения завихрителя форсунки

Горелка может работать только на одном природном газе или на смеси газа с мазутом до соотношения 1:1 и содержит внешнюю газовую трубу с патрубком для подвода природного газа.

Газовая труба с одного торца заканчивается соплом, с другого торца к ней крепится механизм, служащий для перемещения расширяющегося дросселя. Внутри газовой трубы коаксиально расположена мазутная труба, оканчивающаяся дросселем, в котором выполнены отверстия для выхода мазута. Расположенный с противоположного конца мазутной трубы винтовой регулятор позволяет регулировать расход мазута. Распиливание мазута в этой горелке осуществляется высокоскоростной струей природного газа. Подводы топлива к горелке выполнены на гибких шлангах.

Горелка для раздельного сжигания топлива (рис. 3.8, б) позволяет обеспечить отопление печи как на одном природном газе, так и на одном мазуте, а также на их смеси. Отличие данной конструкции горелки от предыдущей заключается в использовании центрального подвода мазута с механическим распыливанием вместо периферийного подвода с распыливанием природным газом.

С этой целью в дросселе вместо периферийных отверстий для выхода мазута выполнено одно центральное отверстие и дополнительно установлены игла с винтовыми канавками и соединенный с ней шток для регулирования положения иглы относительно выходного отверстия мазута.

Подвод и регулирование расхода газа осуществляются так же, как и в первом варианте горелки, а подвод и регулирование расхода мазута, как в форсунках механического распыливания. Диапазон регулирования расхода газа от нуля до $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$, диапазон регулирования расхода мазута от нуля до 3500 кг/ч .

Особый интерес вызывает комбинированная акустическая газомазутная горелка типа ГКА-100. Горелка разработана Мосгазпроектом для топок котлов. Общий вид горелки показан на рис. 3.9. Газомазутная акустическая горелка ГКА-100 состоит из корпуса, газоподводящей трубы, мазутоподводящей трубы, лопаточного завихрителя воздуха, камеры дробления и стержневого излучателя с обращенным соплом, создающим ультразвуковые колебания. Горелка позволяет осуществлять совместное сжигание газа и мазута. В этом случае газ является распыливающим агентом, который подается в газоподводящую трубу.

Интенсивное дробление мазута происходит в специальной камере, в которую с помощью стержневого излучателя с обращенным соплом, создающим ультразвуковые колебания, подводится высокоскоростной поток распыливающего агента. Мазут в камеру дробления подается потоком, закрученным в винтовой вставке. При этом обеспечивается равномерное распределение мазута по сечению камеры. Диспергированный мазут поступает в зону горения через ряд отверстий в торцевой поверхности камеры дробления.

Излучатель имеет специальный профилированный стержень, позволяющий получить широкий диапазон колебаний по давлению воздуха от 29,4 до 294 кПа. Акустическая мощность излучателя при номинальной нагрузке 120 Вт, частота колебаний – 11 кГц. Акустические характеристики излучателя зависят от размеров резонирующей камеры h и d_p , диаметра сопла d_c , диаметров стержня $d_{ст1}$, $d_{ст2}$ и линейных размеров l и l_1 , обозначенных на рис. 3.10, б [28, 30].

Основными преимуществами механической форсунки над паровой являются более высокая экономичность и меньший шум при работе.

Повышение экономичности при замене паровых форсунок механическими получается за счет того, что отпадает необходимость расходовать пар на распыливание.

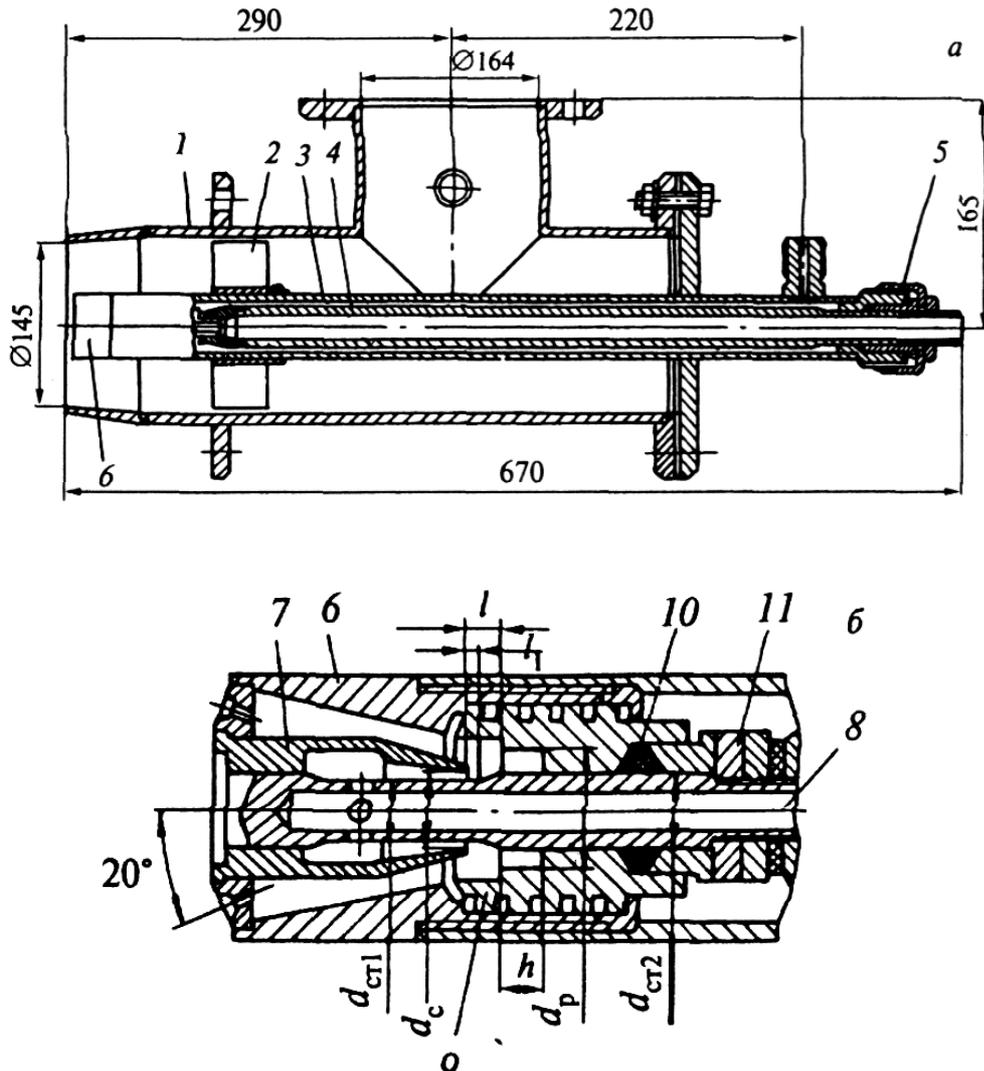


Рис. 3.9. Акустическая газомазутная горелка ПСА-100:

а – общий вид горелки; б – излучатель

- 1 – воздушный корпус; 2 – завихритель; 3 – труба подачи жидкого топлива; 4 – труба подачи распылителя (газа); 5 – уплотнительный узел; 6 – корпус излучателя; 7 – обращенное сопло; 8 – полый стержень; 9 – резонатор с многозаходовым винтом; 10 – сальник; 11 – контргайки

Механические форсунки будут работать надежно и экономично только при обеспечении соответствующих условий, из которых наиболее важными являются:

1. Производительность каждой форсунки должна быть не меньше 150–200 кг/ч; механические форсунки меньшей производительности имеют проходные сечения для мазута в распыливающей головке столь малого размера, что они быстро засоряются и их часто приходится прочищать.

2. При сжигании мазута с помощью механических форсунок температуры в топке получаются более высокими, чем в случае применения паровых форсунок, поэтому при применении механических форсунок желательно иметь топку с экранированными стенками.

3. Мазут, подаваемый к механическим форсункам производительностью 180–200 кг/ч, должен иметь давление не ниже 18–20 атм должен быть тщательно профильтрован через фильтр, имеющий отверстия не более 0,5x0,5 мм и должен иметь перед форсунками температуру, при которой вязкость его не превышает 6 °УВ.

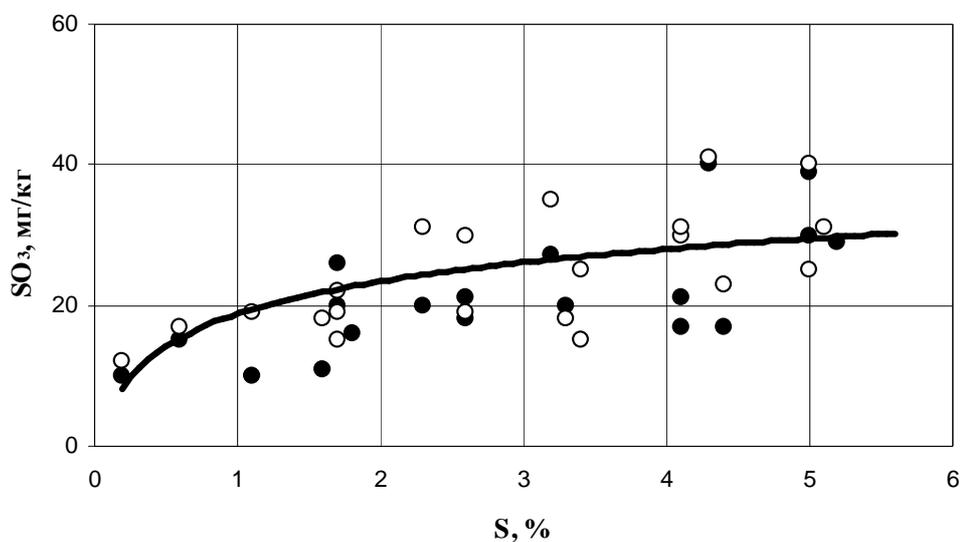


Рис. 3.10. Зависимость содержания SO_3 в сухих продуктах сгорания от количества серы в мазуте

Механические форсунки целесообразно применять на котлах большой мощности.

Применение механических форсунок для котлов производительностью до 10 т/ч лимитируется большей частью недостаточной глубиной топки, сложностью топливоподготовки и эксплуатации (частая смена и ремонт форсунок), а также недостаточным диапазоном регулирования [28].

Горелочные устройства являются важнейшим элементом любого теплового агрегата. Правильный выбор горелочного устройства, рациональная установка его на агрегате, соблюдение условий эксплуатации решающим образом влияют на эффективность и экономичность, а также на работоспособность всего агрегата [30].

3.3. Загрязнение и коррозия поверхностей нагрева при сгорании высокосернистых топочных мазутов

При сжигании топочных мазутов, несмотря на невысокое содержание золы, на поверхностях нагрева котлов и в проточной части газовых турбин образуются зольные отложения, которые понижают надежность и технико-экономические показатели работы этих машин – ухудшаются условия теплопередачи, повышается температура уходящих газов, увеличивается газовое сопротивление и, как следствие, падает мощность и коэффициент полезного действия котла и газовой турбины. Кроме того, зольные отложения усиливают коррозию металлических поверхностей и разрушают футеровку котлов. В присутствии серы заметно увеличивается рост отложений [1].

Механизм образования отложений золы следующий: вначале на поверхности осаждается мелкая летучая твердая зола, затем по мере нарастания слоя отложений температура наружной поверхности повышается, отдельные компоненты золы оплавляются, просачиваются через этот слой, пока не затвердевают при соприкосновении с относительно холодной поверхностью трубы. При сжигании высокосернистых топлив под действием SO_3 дымовых газов на летучую золу образуются щелочно-сульфатные соединения с низкой температурой плавления и высокой липкостью, что способствует формированию отложения. Такой механизм образования зольных отложений весьма вероятен, если учесть, что температура слоя загрязнений на экранных и, по-видимому, пароперегревательных трубах при эксплуатации котла может быть выше, чем температура плавления сульфатов и пятиоксида ванадия [31].

Основными компонентами золы являются ванадий, никель, натрий, кальций, алюминий, железо. Детальные анализы золы различных мазутов показали, что зола сернистых и зола малосернистых мазутов по своему составу близки. Основное отличие золы сернистых мазутов заключается в наличии в ней ванадия, который в малосернистых мазутах отсутствует или находится в ничтожно малых количествах, и в повышенном содержании натрия [2, 31, 43].

Отложения могут быть рыхлыми (между осевшими частицами золы действуют только силы взаимного притяжения) и связанными, когда при наличии в золе легкоплавких соединений (щелочных металлов, сульфидов и др.) происходит расплавление частиц или конденсация на поверхности ранее испарившихся соединений.

Связывание отложений может происходить также в результате вторичных процессов в слое осевшей золы. Рыхлые отложения слабо связаны с трубами и легко удаляются под небольшим механическим воздействием (при увеличении скорости газового потока, вибрации и т.д.). Связанные отложения прочно соединяются с поверхностью труб и плохо удаляются. Связанные отложения могут увеличиваться со временем до полного забивания проходов между трубами.

В условиях эксплуатации полное исключение образования связанных отложений не представляется возможным, но благодаря рациональному выбору способа сжигания и режимов эксплуатации можно уменьшить образование отложений [32].

Коррозия – это процесс разрушения металла труб в результате химического и электрохимического взаимодействия с газовой средой, растворами и расплавами. Различают высокотемпературную коррозию, которой подвергаются топочные экраны и пароперегреватели, соприкасающиеся с продуктами сгорания при высокой температуре, и низкотемпературную коррозию, которой подвергаются поверхности нагрева котла, расположенные последними по ходу газов и соприкасающиеся с продуктами сгорания при низкой температуре. Высокотемпературная коррозия вызывается воздействием на металл сульфатов и хлоридов щелочных металлов, присутствующих в золе твердых топлив, а также соединений серы и ванадия [32, 42].

Необходимо, однако, отметить, что при применяемых в настоящее время параметрах пара в котельных установках высокотемпературная коррозия, обусловленная ванадием, встречается редко. Повсеместные повреждения конвективных поверхностей нагрева (воздухоподогревателей и частично водяных экономайзеров) при сжигании высокосернистых топлив вызваны низкотемпературной сернокислотной (электрохимической) коррозией [31, 43].

Низкотемпературная коррозия вызывается наличием в продуктах сгорания серного ангидрида, который, соединяясь с водяными парами, всегда присутствующими в дымовых газах, образует пары серной кислоты. Эти пары конденсируются на поверхности нагрева, если температура ее ниже точки росы дымовых газов, образуя разбавленную серную кислоту, которая активно взаимодействует с металлом. Точка росы зависит не только от влажности дымовых газов, но и от содержания в них серного ангидрида. Точка росы чистых водяных паров, равная температуре насыщения при соответствующем парциальном давлении, обычно не превышает 60 °С даже для такого влажного топлива как торф.

Однако с ростом концентрации серного ангидрида в дымовых газах она может достигать 160–170 °С [32]. Даже незначительное содержание H_2SO_4 в паровой фазе резко повышает температуру точки росы по сравнению с температурой точки росы водяных паров.

Температура конденсации водяных паров при сжигании мазута составляет около 45 °С. При содержании серы в топливе 1 % точка росы дымовых газов повышается до 130 °С. При содержании серы 1–5 %, каждый процент серы повышает температуру точки росы приблизительно на 4 °С. При температуре выше точки росы серной кислоты коррозия возникает в результате адсорбции свободной кислоты гигроскопическими отложениями на поверхностях нагрева [31, 45].

На рис. 3.10 показано изменение содержания триоксида серы в сухих продуктах сгорания в зависимости от количества серы в топливе. По мере увеличения количества серы в топливе темп роста SO_3 вначале уменьшается, а при $S > 1$ % остается неизменным, т.е. объемное содержание SO_3 в продуктах сгорания для высокосернистых мазутов пропорционально содержанию серы.

Концентрация серной кислоты при конденсации ее паров зависит также от температуры стенки. При сжигании сернистых мазутов при температуре стенки 65–105 °С коррозия незначительна, в интервале температур от 110 °С до точки росы серной кислоты, а также ниже 65 °С, наоборот, происходит интенсивная коррозия.

Такому виду коррозии подвергаются поверхности водяных экономайзеров и верхних ступеней воздухоподогревателей. На многих электростанциях, сжигающих сернистые мазуты, воздухоподогреватели приходят в непригодность через 2–3 года. Интенсивной коррозии подвергаются также металлические дымовые трубы [31].

Защита хвостовых поверхностей нагрева от коррозии является одной из неотложных задач современного котлостроения. От ее решения значительно зависит надежность и экономичность работы котельных агрегатов.

Для предупреждения или уменьшения коррозии применяются следующие мероприятия: температура поверхности нагрева поддерживается выше температуры точки росы, повышается коррозионная стойкость поверхностей нагрева путем создания кислотоупорных покрытий или использования достаточно стойких материалов.

Рассмотренные методы защиты поверхностей нагрева от коррозии при помощи повышения температуры стенки выше температуры точки росы дымовых газов, обуславливают высокую температуру уходящих газов и существенное понижение к. п. д. котельных установок.

Коррозию поверхностей нагрева и занос золой можно было бы избежать при очистке мазута от коррозионно-опасных и золообразующих ингредиентов (серы, ванадия и натрия). Однако сероочистка в настоящее время экономически не оправдана. Удаление ванадия путем деасфальтизации мазута пропаном или другими легкими углеводородами в промышленных масштабах не проверено и рентабельность такой очистки котельных и печных топлив сомнительна.

1. Одним из основных способов защиты поверхностей нагрева от коррозии и образования прочных и плотных отложений золы в настоящее время является использование присадок [31, 42].

2. Тиофаны и тиофены – циклические сераорганические соединения являются по существу циклическими разновидностями сульфидов. От тиофана тиофен отличается наличием в цикле двойных связей. Тиофены типично пирогенные вещества в заметных количествах встречаются в продуктах термической переработки нефти (крекинга, пиролиза) [31,43].

3.4. Вредные выбросы ТЭС в атмосферу

Особенностью энергетического производства является непосредственное воздействие на природную среду в процессе извлечения топлива и его сжигания. В результате полного сгорания топлива в воздушной среде в дымовых газах образуются углекислый газ CO_2 , водяные пары H_2O , азот N_2 , оксиды серы SO_2 и SO_3 , оксиды азота NO , NO_2 и N_2O и зола. Дымовые газы электростанций выбрасываются в атмосферу и рассеиваются в ней с помощью дымовых труб. В атмосферном воздухе происходит дальнейшее преобразование газообразных выбросов ТЭС, которое длится от нескольких часов до нескольких месяцев [33, 107, 108, 109]. В ряде случаев в результате последующих реакций в атмосфере токсичность первичных загрязнителей воздуха существенно повышается. При этом следует рассматривать атмосферный воздух как вторичный реактор дообразования вредных веществ. Например, при переходе NO в NO_2 в атмосферном воздухе масса вредного вещества увеличивается в 1,5 раза, а токсичное действие возрастает в 7 раз [34, 110].

Наличие вредных газообразных продуктов сгорания органических топлив в атмосфере приводит к разрушению озонового слоя, образованию фотохимических туманов (смога), эрозии почвы, уничтожению флоры, вызывает различные заболевания у человека [33, 102, 107, 110, 118].

Оксиды серы являются одними из основных загрязнителей атмосферы. Диоксиды серы, а также образующиеся при соединении его с водяными парами кислоты оказывают чрезвычайно вредное воздействие на окружающую среду: кислотные дожди представляют опасность для здоровья человека, они приводят к деградации хвойных лесов и плодовых деревьев, почвы и особенно опасны для озерных экосистем, а также снижают прозрачность атмосферы (смоги). Максимально-разовая ПДК SO_2 составляет $0,5 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная ПДК $0,05 \text{ мг/м}^3$, класс опасности – третий. Концентрация SO_2 в дымовых газах в основном определяется содержанием серы в топливе. Триоксид серы является бесцветным газом, раздражающим дыхательные пути. Во влажном воздухе образует туман (аэрозоль) серной кислоты, которая активно разрушает конструкции, здания и оборудование [33, 34]. Максимально-разовая ПДК SO_3 составляет $0,3 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная ПДК $0,1 \text{ мг/м}^3$, класс опасности – третий [118, 119, 120, 124].

В ряду основных загрязнителей атмосферного воздуха особое место занимают *оксиды азота*. До 1950–1960-х гг. исследования NO_x как загрязнителей атмосферы, выбрасываемых с продуктами сгорания топлива, практически не проводилось, и все внимание было сосредоточено на твердых частицах (зола, пыль, сажа) и сернистом ангидриде. Валовой выброс оксидов азота в атмосферный воздух в различных регионах и городах составляет 6–8 % общего выброса всех вредных веществ. Среди них основная доля приходится на монооксид азота NO (до 95–99 %) и незначительная доля на диоксид азота NO_2 (до 4 %) и закись азота N_2O (сотые доли процента). Максимально-разовая ПДК NO составляет $0,6 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная ПДК $0,06 \text{ мг/м}^3$, класс опасности – третий; NO_2 – $0,085 \text{ мг/м}^3$ и $0,04 \text{ мг/м}^3$, класс опасности – второй.

Оксиды азота, поглощая естественную радиацию, как в ультрафиолетовой, так и в видимой части спектра, снижают прозрачность атмосферы и способствуют образованию фотохимического тумана-смога. Закись азота является весьма опасным соединением. Дело в том, что в отличие от других оксидов азота, N_2O не осаждается и не вымывается из атмосферы.

Накопление N_2O в атмосфере создает парниковый эффект, грозящий катастрофическим потеплением земной поверхности в ближайшие десятилетия. Кроме того, N_2O участвует в реакциях, приводящих к истощению озонового слоя Земли, который защищает человека и животный мир от жесткого ультрафиолетового излучения [110, 111, 114].

Однако не исключено, что выбросы дымовых газов котельных установок, содержащие монооксид азота, диоксид серы и водяные пары, могут привести в атмосферу к образованию N_2O . Более того, образование N_2O в пробах дымовых газов за счет NO , SO_2 и H_2O дает основание предполагать, что аналогичные механизмы существуют в атмосфере. Следовательно, снижение выбросов в атмосферу оксидов азота и диоксидов серы решает не только известные ранее проблемы (кислотные дожди, токсичность приземного слоя воздуха и т.д.), но является одновременно одним из средств борьбы с парниковым эффектом, истощением озонового слоя земли [113, 116, 117, 121].

Одной из наиболее значительных групп токсичных веществ, попадающих в атмосферный воздух, являются продукты неполного сгорания топлива: оксид углерода, альдегиды, органические кислоты и углеводороды. В этой группе наибольшее значение имеет *оксид углерода*. Оксид углерода – высокотоксичное вещество. Уже при концентрации CO в воздухе порядка 0,01–0,02 об. % при вдыхании в течение нескольких часов возможно отравление, а концентрация 0,2 об. % через 30 мин. приводит к обморочному состоянию. Оксид углерода вступает в реакцию с гемоглобином крови, образуя карбоксигемоглобин. К настоящему времени обычное содержание карбоксигемоглобина у жителей крупных городов составляет: у некурящих 1,2–1,9 %, а у курящих в 2 раза больше. Его содержание в крови, не зависящее от внешних источников, составляет 0,4 %. Следует отметить, что гемоглобин имеет сродство к CO в среднем в 210 раз выше, чем к кислороду. Максимально-разовая ПДК CO составляет 5 мг/м^3 , среднесуточная ПДК 3 мг/м^3 , класс опасности – четвертый [33, 34, 102, 103, 109].

Накопление *диоксида углерода* CO_2 в атмосфере способствует образованию так называемого парникового эффекта. На долю ТЭС при этом приходится примерно 22 % общих мировых выбросов CO_2 . Парниковый эффект заключается в следующем: углекислый газ способствует проникновению к Земле коротковолнового излучения Солнца, а длинноволновое тепловое излучение Земли задерживается. В результате происходит длительный нагрев атмосферы.

Повышение концентрации CO_2 в атмосфере до величины 0,06 % об. приведет к повышению среднегодовой температуры на Земле на 3–4 °С [33, 35, 105, 106, 107].

В последние 50 лет в поле зрения исследователей попали *канцерогенные вещества*, поступающие в атмосферу с продуктами сгорания топлив. К числу обладающих большой канцерогенной активностью и достаточно хорошо изученных канцерогенных веществ следует отнести в первую очередь бенз(а)пирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$, который образуется в процессах пиролиза угля и углеводородных топлив при температуре более 600 °С и обнаруживается в саже, дымовых газах, выхлопе автомобилей. Большие количества его выделяются только при режимах горения, сопровождающихся сажеобразованием. Очевидно наличие бенз(а)пирена в продуктах сгорания свидетельствует также о присутствии других канцерогенных полициклических ароматических углеводородов (ПАУ). Концентрация бенз(а)пирена в дымовых газах при сжигании мазута колеблется в пределах 2–40 мкг/100 м³. Среднесуточная ПДК $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$ составляет 0,1 мкг/100 м³, класс опасности – первый [33, 35, 107].

При сжигании мазута образуется *мазутная зола*, которая представляет собой сложную смесь. В состав мазутной золы входят оксиды ванадия (VO , VO_2 , V_2O_5), а также оксиды металлов (SiO_2 , MgO , Al_2O_3 , Fe_2O_3). Биологическое воздействие золы на окружающую среду рассматривается как воздействие единого целого. В качестве контролируемого показателя принята наиболее токсичная форма оксида ванадия – пентаоксид ванадия, по содержанию которого в золе установлен санитарно-гигиенический норматив предельно допустимой концентрации. Это вещество вызывает раздражение дыхательных путей у человека и животных, изменения в кровообращении, расстройство нервной системы, нарушение обмена веществ, а также аллергическое поражение кожи. Среднесуточная ПДК V_2O_5 составляет 0,002 мг/м³, класс опасности – первый [33, 119, 122].

3.5. Очистка дымовых газов

Развитие добывающей и энергетической отраслей народного хозяйства напрямую связано с решением экологических проблем, обусловленных крупномасштабным воздействием на человека и среду его обитания в условиях непрерывно возрастающей потребности в энергоресурсах и ростом темпов потребления сырьевых ресурсов и производства.

По данным Минэнерго, внутренний расход котельно-печного топлива в 2000 г составил 655 млн т.у.т., при этом на производственно-эксплуатационные нужды – 566,4 млн. т.у.т., из которых потребление угля – 121,9, мазута – 42,4, газа – 403,2 млн. т.у.т. По данным ОАО «Газпром», потребление газа в Российской Федерации в 2001 г по сравнению с 2000 г увеличилось на 2,89 % и составило 350556,4 млн. м³. Основным потребителем природного газа является энергетическая отрасль, на нужды которой расходовалось в 2001 г 136241,1 млн. м³ [76, 107, 108, 125].

К числу важнейших проблем, связанных со сжиганием органического топлива на ТЭС, в первую очередь относятся выбросы в окружающую природную среду. Энергетика сегодня поставляет в атмосферу 23,3 % суммарных выбросов от стационарных источников в РФ.

Несмотря на устойчивую тенденцию к уменьшению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива (выбросы от стационарных источников в энергетической промышленности снизились с 5017,7 до 3857,27 тыс. т) электроэнергетика по этому показателю по-прежнему занимает одно из лидирующих мест среди отраслей экономики. Характерными для отрасли загрязняющими веществами являются диоксид серы, на долю которого приходится до 39 % общего объема выбросов, твердые вещества (30 %), оксиды азота (24 %) [77, 125].

Охрана воздушного бассейна является актуальной проблемой защиты окружающей среды, так как загрязненный воздух обладает наибольшей пространственной мобильностью по сравнению с другими составляющими среды. При сжигании котельного топлива на ТЭС происходят выбросы вредных веществ в атмосферу – диоксида серы, оксидов азота, бенз(а)пирена, углекислого и угарного газов и др.

В теплоэнергетике основными и наиболее токсичными являются выбросы соединений серы и азота. При сжигании серосодержащего органического топлива топливная сера вступает в реакцию с кислородом с образованием диоксида серы. Величины выбросов оксидов серы могут колебаться в широких пределах, в зависимости от содержания серы в исходном топливе. Повышение концентрации диоксида серы в атмосферном воздухе приводит к раздражению слизистых оболочек и возникновению хронических респираторных заболеваний. Не меньшее воздействие на окружающую среду оказывают выбросы оксидов азота, которые, являясь парниковыми газами, препятствуют отдаче тепла Земли.

В настоящее время стало уделяться большое внимание проблеме очистке и утилизации отходов, строительству и эксплуатации экологически безопасных промышленных предприятий.

Для очистки дымовых газов от вредных примесей в настоящее время существует большое количество технологий, основанных на различных химических и физических принципах. Применяются сухие (фильтрация, адсорбция, термическое и каталитическое окисление, электронно-лучевое воздействие), комбинированные (адсорбционно-каталитические, абсорбционно-каталитические) и мокрые (хемосорбция, абсорбция, промывка) способы очистки. Но традиционно используемые аппараты для очистки газов из-за их низкой пропускной способности не могут быть использованы на ТЭС с большим объемом газовых выбросов. Перспективными аппаратами для газоочистки на электростанциях являются аппараты вихревого типа, обладающие большой пропускной способностью, малыми габаритами и высокой эффективностью [14, 76, 77, 107, 108].

ГЛАВА 4

ТЕХНОЛОГИЯ ЭМУЛЬГИРОВАНИЯ ЖИДКИХ ТОПЛИВ

Повышение эффективности и надежности сжигания мазутов следует рассматривать с двух позиций: экономичности и экологичности. Достижение экономичности в сочетании с подавлением образования токсичных продуктов горения и снижением заноса плотными отложениями поверхностей нагрева при сжигании мазутов, особенно высокосернистых и тяжелых, возможно прежде всего путем интенсификации топочного процесса и управления режимом горения [17].

Увеличить интенсивность выгорания мазута можно, совершенствуя газодинамические процессы, создавая специальные горелочные устройства, камеры сжигания и режимы горения. При всех достижениях на этом пути ему присущи и определенные недостатки, основным из которых является увеличенное аэродинамическое сопротивление топочных устройств, требующее повышенных напоров воздуха, что вызывает увеличение расхода энергии на собственные нужды и понижает КПД котлов.

Другой путь повышения интенсивности сжигания жидкого энергетического топлива связан с организацией процесса эмульгирования мазутов, а также с добавлением в него специальных веществ, улучшающих его эксплуатационные свойства, – многофункциональных присадок.

4.1. Водомазутная эмульсия как новый вид топлива

Водомазутная эмульсия (ВМЭ) – это синтетическое жидкое топливо, представляющее собой дисперсную систему из двух нерастворимых друг в друге жидкостей. ВМЭ отличается от мазута как физико-химическими свойствами, так и особенностями горения и теплообмена. При сжигании в топке водомазутной эмульсии процессы горения ускоряются и происходит снижение токсичных выбросов.

В основу разработки положены известные данные по интенсификации процесса горения и снижению токсичных выбросов при сжигании в топке (камере сгорания) водотопливной эмульсии [36]. Сравнительные данные о горении безводного и эмульгированного топлива показывают, что эмульгированное топливо сгорает значительно быстрее безводного. Скорость горения увеличивается за счет увеличения поверхности горения топлива.

Увеличение поверхности горения топлива обуславливается вторичным диспергированием в результате микровзрыва капли ВМЭ.

Смешение топлива происходит в специальном устройстве, которое устанавливается преимущественно перед форсункой топочной камеры. В качестве такого устройства могут использоваться коллоидные мельницы различных конструкций, диспергаторы, гомогенизаторы, роторно-пульсационные аппараты, кавитаторы, ультразвуковые, пропеллерные, турбинные и другие смесители, а также пароакустическая головка-эмульгатор «Факел М» [37].

Разработаны несколько вариантов технологических схем по сжиганию ВМЭ: схема с центральным узлом приготовления ВМЭ, схема с индивидуальным узлом приготовления ВМЭ и комбинированная схема (рис. 4.1).

Схема с центральным узлом приготовления ВМЭ – наиболее проста. Но в этой схеме в случае добавки воды в тракт топлива происходит обводнение всего потока мазута, циркулирующего в контуре, включая мазутные баки, что нежелательно. Поэтому необходимо осуществлять надежный контроль влажности мазута на различных участках тракта. Наличие центрального узла эмульгирования имеет эксплуатационное преимущество в режимах работы котлов без ввода добавочной влаги, что позволяет надежно работать котлам при сжигании мазутов с повышенной влажностью (~ 20 %).

При индивидуальном узле приготовления ВМЭ обводнение мазута предусматривается только на входе в отдельные котлы. В этом варианте облегчается использование в качестве добавочных вод растворов реагентов – $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $(\text{NH}_2)_2\text{CO}$ и других, употребление которых имеет целью улучшение эксплуатационных свойств топлива.

Наибольшие возможности для приготовления ВМЭ и гибкость в эксплуатации оборудования достигаются при реализации комбинированного способа приготовления ВМЭ, совмещающего преимущества двух рассмотренных выше вариантов [38].

Качество эмульсии характеризуется в основном двумя показателями – дисперсностью и равномерностью распределения глобул в дисперсионной среде (мазуте). Размеры дисперсной фазы (воды) зависят от технологии приготовления, вязкости, физико-химических свойств мазута, а также времени хранения и колеблются в пределах от 1 до 70 мкм.

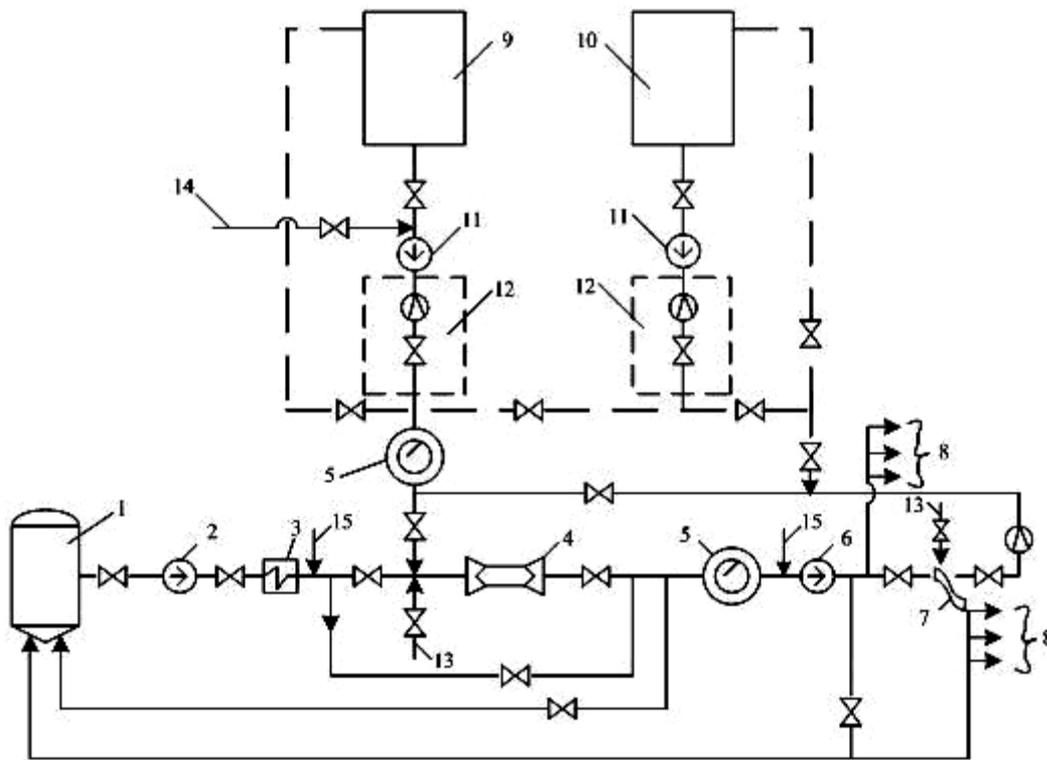


Рис. 4.1. Технологическая схема подготовки водомазутной эмульсии:
 1 – основной резервуар мазута; 2 – насос первого подъема;
 3 – подогреватель мазута; 4 – кавитатор; 5 – фильтры тонкой очистки;
 6 – насос второго подъема; 7 – эмульгатор; 8 – ВМЭ к форсункам котлов;
 9 – емкость для сточных вод; 10 – емкость для раствора реагентов;
 11 – насосы подачи добавочной воды; 12 – узел регулирования расхода
 добавочной воды; 13 – подвод пара на кавитатор и эмульгатор;
 14 – сточные воды от других источников; 15 – датчики влажности воздуха

Эффективность сжигания ВМЭ характеризуется наличием и силой микровзрыва. Гипотеза микровзрыва была предложена В.М. Ивановым, развита О.Н. Лебедевым, В.Н. Марченко и др. [39]. Максимальный эффект микровзрыва капли эмульсии достигается при размерах дисперсной фазы около 8–16 мкм. ВМЭ на базе мазута марки М100 при температуре 60 °С однородны, устойчивы к расслоению в течение 48 часов, что вполне достаточно для стабильной и надежной работы мазутного хозяйства и котельной [26].

В пламени при высокой температуре вода действует как катализатор и частично разлагается на водород, кислород или водород и гидроксильную группу.

Роль воды в пламени, по-видимому, заключается в том, что полярная молекула H_2O способствует улучшению ориентации активных частиц (разорванных или возбужденных молекул углеводородов). Это существенно ускоряет процесс окисления. Экспериментально установлено, что присутствие водяных паров ускоряет процесс горения в 3–4 раза.

С другой стороны, вода в процессе горения топлива выполняет роль химического аккумулятора. Она на первой стадии горения принимает теплоту от окислительных реакций, под действием которой распадается на радикалы, а на последней стадии отдает ранее принятую теплоту. При этом образуются продукты полного окисления топлива CO_2 и H_2O .

Следовательно, в первый период горения, когда температура пламени высокая, часть воды диссоциирует. Во второй период горения (догорания) повышенная концентрация активных радикалов способствует доокислению осколков молекул углеводородов или кислородсодержащих, но не полностью окисленных соединений углеводородных частиц [39].

Физические же особенности сжигания, отличающие ВМЭ как новый вид топлива, определяются в значительной степени несовершенством существующих форсуночных устройств, которые не могут обеспечить дисперсность капель менее 100 мкм. Таким образом, первичное диспергирование осуществляется форсуночным устройством камеры сгорания, а вторичное диспергирование происходит уже в камере сгорания, при нагревании капли воды, обволоченной пленкой мазута. Капля воды нагревается в течение 1,5 с при температуре 1200 °С, вследствие чего за счет невысокой температуры кипения (испарения) воды данная капля как бы взрывается, разрывая на себе несущую пленку мазута на более мелкие капли, которые сгорают за время равное 0,04 с. Мазут же без ввода в него воды, сгорает равномерно без взрыва в течении 5–6 с. Из этого следует, что скорость сгорания увеличивается в 3 раза как минимум, соответственно парогенератору передается в 3 раза больше количество теплоты в единицу времени, т.е. повышается его КПД.

Экспериментальные исследования по определению скорости горения капель базируются на изменении размеров (диаметра) и массы капли в процессе горения. Методика экспериментального исследования горения единичной капли была предложена в лаборатории сжигания жидкого топлива научно-исследовательского института металлургической теплотехники (ВНИИМТ). Была создана специальная измерительная система, обеспечивающая определение времени выгорания капли, изменения ее массы, размера и температуры в процессе горения.

Данная система состоит из камеры сгорания с лампой освещения, оптической системы, трансформатора, прецизионных весов (датчика веса, усилителя), батареи, телевизионной камеры, микроЭВМ, видеомagneтофона, телевизионного монитора (телевизора). В исследованиях используется фотографирование или киносъемка капли, при обработке которых определяют изменение диаметра капли. Для измерения массы капли в процессе горения используются тензометрические прецизионные весы. Измерение веса капли производится каждые 20 мс, точность измерения – 0,2 мг. Сигнал с датчика веса через усилитель поступает в микроЭВМ, обрабатывается и в цифровом виде помещается в информационную строку. Наличие в составе стенда микроЭВМ позволяет автоматизировать процесс исследования. Она осуществляет синхронизацию всей системы, ввод и обработку информации о весе и площади капли, формирование служебной информационной строки и ввод ее на видеомagneтофон и телевизионный монитор [25].

Одним из важных факторов, характеризующих эффективность использования водотопливных эмульсий в топочных процессах, является повышение эффективности и долговечности топочного оборудования. При сжигании эмульсии часть капель последней долетает до поверхностей нагрева и взрывается на них, что способствует не только предотвращению отложений, но и очистке этих поверхностей от старых сажистых отложений, которые образовались при сжигании обезвоженного мазута, в результате чего нет перерасхода топлива [26].

Таким образом, технология эмульгирования мазута позволяет:

- снизить содержание в дымовых газах NO_x на 20–40 %, CO на 50 %, сажи на 70–80 %;
- обеспечить полное сгорание топлива, вследствие чего уменьшаются золовые отложения по газовому тракту, повышается надежность работы котельного оборудования;
- обеспечить надежный распыл и горение при низких температурах, уменьшить длину факела до размеров, соответствующих техническим требованиям, повысить срок службы котельного оборудования до 40 %;
- обеспечить надежную работу котла при обводнении исходного мазута до 30 %;
- снизить интенсивность низкотемпературной сернокислотной коррозии оборудования;
- утилизировать обмазанные воды; получить дополнительную энергию за счет уменьшения энергозатрат на собственные нужды (исключить из технологии топливоподготовки операции отстаивания, слива подтоварной воды);
- использовать более дешевые низкокачественные сорта мазутов.

4.2. Технологические свойства водомазутных эмульсий

Вязкость ВМЭ – практически определяющий фактор стабильности ВМЭ при заданной концентрации дисперсной фазы (воды) [36]. Вязкость ВТЭ всегда выше вязкости отдельных фаз. Более того, вязкость, определенная опытным путем, как правило, выше рассчитанной по закону Эйнштейна:

$$\eta_{\text{эм}} = \eta_{\text{т}} (1 + 2,5\phi),$$

где $\eta_{\text{эм}}$, $\eta_{\text{т}}$ – соответственно динамическая вязкость эмульсии и топлива; ϕ – объемная доля дисперсной фазы (воды).

Водотопливные эмульсии относятся к вязкоупругим жидкостям и подчиняются закону трения жидкости Шидова – Бингема (до температуры 50–80 °С). В этом интервале температур ВТЭ характеризуются довольно отчетливо выраженными структурно-вязкими и тиксотропными свойствами. Вязкость ВМЭ возрастает с понижением температуры в сравнении с вязкостью натурального топлива. При температурах более 50–80 °С ВМЭ уже проявляют свойства обычных ньютоновских жидкостей.

Вязкость ВМЭ подчиняется уравнению, полученному экспериментальным путем:

$$\mu_{\text{эм}} = \mu_{\text{т}} (1 + aW + bW^2),$$

где $\mu_{\text{эм}}$, $\mu_{\text{т}}$ – кинематическая вязкость соответственно эмульсии и топлива; W^p – концентрация дисперсной фазы (воды); a , b – эмпирические коэффициенты, зависящие от вида и марки жидкого топлива и способа приготовления ВТЭ (оптимальные температуры приготовления ВТЭ 60–80 °С, хранения 40–60 °С).

Вязкость возрастает с повышением дисперсности эмульсии, но до определенного уровня (0,1–0,8 мкм), т.е. до состояния микроэмульсии. Таким образом, вязкость также зависит от технологии получения ВТЭ.

Плотность ВМЭ в сочетании с вязкостью играет большую роль в стабильности и долговечности ВМЭ [36, 37]. Для мазутов с $\rho^{20} = 0,98–1,01$ седиментация будет происходить чрезвычайно медленно даже для грубодисперсных систем. При большой плотности расслоение становится практически невозможным.

Как для исходного топлива, так и для ВТЭ, плотность зависит от температуры и давления. Плотность, являясь величиной аддитивной, может быть определена для эмульсий из выражения:

$$\rho_{\text{ЭМ}} = \rho_{\text{Т}}m_{\text{Т}} + \rho_{\text{В}}m_{\text{В}},$$

где $\rho_{\text{Т}}$, $\rho_{\text{В}}$ – соответственно плотность топлива и воды в заданных условиях; $m_{\text{Т}}$, $m_{\text{В}}$ – соответственно массовая доля топлива и воды в эмульсии.

Теплоемкость ВМЭ. Для жидкостей разница между теплоемкостями c_p и c_v невелика, поэтому для всех технических расчетов можно пользоваться изобарной теплоемкостью. Теплоемкость жидкостей мало зависит от давления. Так, для воды при увеличении давления от 0,1 до 100 МПа она изменяется на 5 %. Вследствие этого зависимостью теплоемкости от давления пренебрегают.

Теплоемкость c_p с ростом температуры может возрастать или убывать в зависимости от параметров состояния вещества. Теплоемкость ВМЭ определяется по выражению:

$$c_{\text{ЭМ}} = c_{\text{Т}}m_{\text{Т}} + c_{\text{В}}m_{\text{В}},$$

где $c_{\text{Т}}$, $c_{\text{В}}$ – теплоемкость топлива и воды при заданной температуре; $m_{\text{Т}}$, $m_{\text{В}}$ – массовые доли в ВТЭ топлива и воды.

Коэффициент теплопроводности ВМЭ, по данным В.М. Иванова, при содержании воды до 40 % с достаточной точностью можно подсчитать по формуле [36,37]:

$$\lambda_{\text{ЭМ}} = \lambda \frac{1 - \left(1 - \frac{\lambda_{\text{М}}}{\lambda_{\text{В}}} K\right) v_{\text{В}}}{1 + (K - 1)v_{\text{В}}},$$

где $\lambda_{\text{ЭМ}}$, $\lambda_{\text{М}}$, $\lambda_{\text{В}}$ – соответственно коэффициенты теплопроводности эмульсии, мазута и воды, Вт/(м °С); $v_{\text{В}}$ – объемная доля воды в эмульсии; $v_{\text{В}} = W^{\text{д}}/(100\rho_{\text{В}})$; $\rho_{\text{В}}$ – плотность воды при заданной температуре, кг/м³; K – коэффициент, $K = 3\lambda_{\text{М}}/(2\lambda_{\text{М}} + \lambda_{\text{В}})$.

Теплота сгорания ВМЭ определяется опытным путем. Для технических расчетов низшую теплоту сгорания можно определить по формуле Д.И. Менделеева:

$$Q_H^p = 0,339C^p + 1,03H^p - 0,109(O^p - S_{II}^p) - 0,025W^p, \text{ МДж/кг}$$

где C^p , H^p , O^p , S^p , W^p – содержание углерода, водорода, кислорода, серы и воды в ВМЭ, вес. %. Погрешность при расчете по формуле Д.И. Менделеева не превышает 2 %. Зная теплоту сгорания исходного жидкого топлива, можно определить Q_H^p ВМЭ:

$$Q_H^p = (Q_{H.M}^p + 0,25W_M^p) \left[\frac{100 - W_{ЭМ}^p}{100 - W_M^p} \right] - 0,025W_{ЭМ}^p,$$

где $Q_{H.M}^p$ – теплота сгорания мазута (топлива), МДж/кг; W_M^p , $W_{ЭМ}^p$ – соответственно содержание воды в мазуте и ВМЭ, вес. %.

Температура застывания. По данным ИГИ (В.М. Иванов, Б.В. Канторович) концентрация воды в эмульсии оказывает определенное, влияние на температуру застывания.

Известно, что с понижением температуры происходит загустевание нефти и нефтепродуктов, связанное с потерей подвижности образующих их коллоидов. Кроме того, происходит выделение и кристаллизация растворенных в мазуте твердых углеводородов (парафинов, церезинов). Последнее обуславливает повышенную температуру застывания у парафинистых мазутов, даже более высокую, чем у крекинг-мазутов. Из сказанного следует, что температура застывания ВМЭ во многом определяется свойствами исходного топлива. Для мазутов температура застывания может изменяться в широких пределах (от – 5 до + 25 °С). Присутствующие в мазуте смолистые вещества задерживают кристаллизацию твердых углеводородов, что понижает температуру застывания.

Очевидно, что механизм, влияющий на повышение температуры застывания ВМЭ, будет аналогичен механизму, повышающему вязкость эмульсии при низких температурах. По данным В. М. Иванова и других, температура застывания ВМЭ в зависимости от влажности колеблется от 11 до 25 °С. Практическая сторона этого вопроса заключается в определении оптимальной температуры ВМЭ при хранении и перекачке насосами по мазутопроводам.

Опыт показывает, что температура перекачки не должна быть ниже 40 °С для ВМЭ из мазута М40 и 50 °С для ВМЭ из мазута М100.

По *температуре вспышки и самовоспламенения* можно судить о составе и качестве жидкого топлива. Температура вспышки и воспламенения повышается с ростом температуры кипения топлива. По условиям пожарной безопасности температура подогрева топлива должна быть не менее чем на 10 °С ниже температуры вспышки. Для мазутов эта температура составляет 120–243 °С, для топочных прямогонных мазутов 40 и 100 117–148 °С. Также было установлено, что капля ВМЭ начинает кипеть при более низкой температуре. Воспламенение капли эмульсии также наступает раньше и при более низкой температуре, чем у обезвоженного мазута (на 20–30 °С) [36, 37, 38].

4.3. Эффективность использования эмульгированного топлива

Решающими факторами эффективности процесса горения ВМЭ являются надежность технологии, возможность автоматизации и невысокая стоимость. Применение технологии эмульгирования мазута позволяет повысить эффективность сжигания топлива и добиться прироста КПД котлоагрегата за счет эффектов, приведенных в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Ориентировочные данные об эффективности влияния факторов при использовании водомазутных эмульсий

Перечень эффектов, связанных с применением водомазутных эмульсий (при уровне водности эмульсии порядка 10 %)	Возможная экономия сжигаемого топлива
1	2
Перевод имеющейся в подаваемом на сжигание мазуте воды в мелкодисперсное состояние путем эмульгирования.	до 2 %
Уменьшение коэффициента избытка воздуха в топке на 0,1.	0,7 %
Уменьшение температуры уходящих газов на 10 °С.	0,6 %
Подогрев питательной воды в водяном экономайзере на 10 °С.	1,6 %

1	2
<p>Уменьшение температуры питательной воды на входе в водяной экономайзер на 10 °С. (Например, на котлоагрегате из-за опасности сернокислотной коррозии поддерживается температура уходящих газов порядка 180 °С. Переход на малые избытки воздуха обеспечивает уменьшение температуры уходящих газов и температуры точки росы уходящих газов t_p. При $\alpha = 1,05$ температура точки росы может составить 110 °С. На практике нижним пределом температуры уходящих газов принято условие $t_p + 10$ °С. Таким образом, возможна без ущерба для оборудования утилизация температурного градиента $\Delta t = 180^\circ - 120^\circ = 60$ °С).</p>	0,24 %
Снижение выброса сажистых частиц.	0,2 %
Поддержание чистоты теплообменных поверхностей котла.	до 2 %
Уменьшение температуры подогрева мазута на 30 °С.	до 1 %
Замена форсунок парового распыла на механические форсунки.	до 1 %
Поддержание номинального КПД теплоагрегата при работе на режиме, составляющем 75 % от номинального.	0,7 %
Потери топлива на испарение воды в составе эмульсии.	0,8 %
Возможная суммарная экономия топлива (с учетом потерь топлива на испарение воды в составе эмульсии).	до 10 %

Таким образом, говорить о факторе экономии топлива можно только в том случае, если при сжигании эмульсии будет получен прирост КПД-брутто теплоагрегата.

4.4. Расчет эффективного соотношения эмульсии

Нами были проведен расчет эффективности использования водомазутных эмульсий, а именно:

- Расчет количества теплоты, идущего на подогрев воды и водяного пара.
- Расчет выбросов твердых частиц и количества теплоты от сгорания недожога мазута в эмульсии.

– Расчет количества теплоты, выделяющегося при сжигании эмульгированных мазутов.

Также нами был произведен расчет выбросов для различных соотношений эмульсии в предположении полного сгорания топлива (с образованием CO_2) [39, 40, 53, 54].

Расчет количества теплоты на подогрев воды и водяного пара

Скорость горения увеличивается за счет увеличения поверхности горения топлива. Увеличение поверхности горения топлива обуславливается вторичным диспергированием путем ввода воды в мазут, т.е. первичное диспергирование осуществляется форсуночным устройством камеры сгорания, диаметр капли составляет от 0,05 мм и меньше. Смешение топлива происходит в устройстве которое называется – эмульгатор, установленный непосредственно перед форсункой. А вторичное диспергирование происходит уже в камере сгорания, при нагревании капли воды обволаоченной пленкой мазута. Капля воды нагревается в течение 1,5 с при температуре 1200 °С, и вследствие чего за счет невысокой температуры кипения (испарения) воды, данная капля как бы взрывается, разрывая на себе несущую пленку мазута на более мелкие капли, которые сгорают за время равное 0,04 с. Мазут же без ввода в него воды, сгорает равномерно без взрыва, в течении 5–6 с. Из этого следует, что скорость сгорания увеличивается в 3 раза как минимум, Соответственно парогенератору будет передано в 3 раза больше количества теплоты в единицу времени, т.е. повысится его КПД. Но из-за того что в мазут вводится вода, а это негорючий компонент, то на подогрев этого компонента будет затрачиваться некоторое количество теплоты. В данном случае я рассматриваю изобарный процесс нагрева водяных паров, находящихся в открытом сосуде; давление водяных паров в этом случае остается постоянным и равным атмосферному давлению, тогда как температура водяных паров растет. Количество теплоты можно рассчитать по формуле:

$$q_{2-1} = \int_{T_1}^{T_2} C_p dT,$$

или, то же самое,

$$q_{2-1} = c_p^{\text{cp}} (T_2 - T_1),$$

где c_p^{cp} – средняя теплоемкость c_p в интервале температур $T_1 - T_2$.

Рассчитаем количество теплоты, затрачиваемое на подогрев водяных капель, так как топливная смесь подводится в камеру сгорания при $90\text{ }^{\circ}\text{C}$, а температура кипения (испарения) воды – $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, то изменение температуры будет в пределе:

$$T_2 - T_1 = 100\text{ }^{\circ}\text{C} - 90\text{ }^{\circ}\text{C}, \Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}, C_p^{\text{cp}} = 1,0055,$$

$$q_{2-1} = c_p^{\text{cp}}(T_2 - T_1) = 1,0055 \times 10\text{ }^{\circ}\text{C} = 10,055\text{ ккал/кг.}$$

Рассчитаем количество теплоты, затрачиваемое на подогрев водяного пара, так как топливная смесь нагревается в камере сгорания до $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$, а температура кипения (испарения) воды – $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, то изменение температуры будет в пределе:

$$T_2 - T_1 = 1200\text{ }^{\circ}\text{C} - 100\text{ }^{\circ}\text{C}, \Delta T = 1100\text{ }^{\circ}\text{C}, C_p^{\text{cp}} = 1,007,$$

$$q_{2-1} = c_p^{\text{cp}}(T_2 - T_1) = 1,007 \times 1100\text{ }^{\circ}\text{C} = 1107,7\text{ ккал/кг.}$$

Суммируя количество теплоты, затраченное при нагреве капель воды и количество теплоты при нагреве водяных паров: $10,055 + 1117,755 = 1117,755\text{ ккал/кг}$. Это количество теплоты расходуется на подогрев 1 кг воды.

Рассмотрим эмульсию мазут вода в соотношениях 95/5, 90/10, 85/15, 80/20, 75/25, 70/30, 65/35, 60/40, 55/45, 50/50 соответственно:

1. Так как мы рассматриваем эмульсию в соотношении 95/5, то рассчитаем количество теплоты, идущее на подогрев $0,05\text{ кг}$ воды или на 1 кг эмульсии. Составим пропорцию:

$$\begin{array}{r} 1117,755\text{ ккал/кг} - 1\text{ кг} \\ x \qquad \qquad \qquad - 0,05\text{ кг} \end{array}$$

$$x = (1117,755 \times 0,05) / 1 = 58,888\text{ ккал/кг. } Q_{\text{под.в.}}^{95/5} = 58,888\text{ ккал/кг.}$$

2. Для эмульсии в соотношении 90/10: $Q_{\text{под.в.}}^{90/10} = 111,776\text{ ккал/кг.}$

3. Для эмульсии в соотношении 85/15: $Q_{\text{под.в.}}^{85/15} = 167,663\text{ ккал/кг.}$

4. Для эмульсии в соотношении 80/20: $Q_{\text{под.в.}}^{80/20} = 223,551\text{ ккал/кг.}$

5. Для эмульсии в соотношении 75/25: $Q_{\text{под.в.}}^{75/25} = 279,439\text{ ккал/кг.}$

6. Для эмульсии в соотношении 70/30: $Q_{\text{под.в.}}^{70/30} = 335,323$ ккал/кг.
 7. Для эмульсии в соотношении 65/35: $Q_{\text{под.в.}}^{65/35} = 391,214$ ккал/кг.
 8. Для эмульсии в соотношении 60/40: $Q_{\text{под.в.}}^{60/40} = 447,102$ ккал/кг.
 9. Для эмульсии в соотношении 55/45: $Q_{\text{под.в.}}^{55/45} = 502,99$ ккал/кг.
 10. Для эмульсии в соотношении 50/50: $Q_{\text{под.в.}}^{50/50} = 558,876$ ккал/кг.

Результаты расчетов количества теплоты, идущей на подогрев воды, содержащейся в эмульсии (ккал/кг) сведены в табл. 4.2.

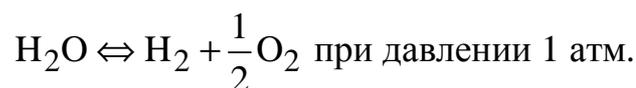
Таблица 4.2.

Расчетные данные количества теплоты на подогрев воды в эмульсии

Количество теплоты, идущее на подогрев	Соотношение эмульсии мазут вода соответственно									
	95/5	90/10	85/15	80/20	75/25	70/30	65/35	60/40	55/45	50/50
$Q_{\text{под.}}$	58,888	111,776	167,663	223,551	279,439	335,323	391,214	447,102	502,99	558,87

Расчет количества теплоты от сгорания водорода присутствующего в воде

Рассчитаем равновесную степень диссоциации водяного пара по реакции



Рассмотрим диссоциацию $N_{\text{H}_2\text{O}}^0$ молей H_2O при давлении P и температуре T . Пусть α есть равновесная степень диссоциации H_2O , т.е. доля распавшихся молекул H_2O . После установления равновесия по реакции $\text{H}_2\text{O} \Leftrightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$ в смеси останется $N_{\text{H}_2\text{O}}^0 = (1 - \alpha)N_{\text{H}_2\text{O}}^0$ молей H_2O ; появится $N_{\text{H}_2} = \alpha N_{\text{H}_2\text{O}}^0$ молей H_2 и $N_{\text{O}_2} = (\alpha/2)N_{\text{H}_2\text{O}}^0$ молей O_2 . Суммарное число молей будет равно:

$$N_{\Sigma} = N_{\text{H}_2\text{O}} + N_{\text{H}_2} + N_{\text{O}_2} = (1 + \alpha/2)N_{\text{H}_2\text{O}}^0.$$

Мольные доли компонент в смеси составят:

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = N_{\text{H}_2\text{O}} / N_{\Sigma} = (1 - \alpha) / (1 + \alpha / 2);$$

$$x_{\text{H}_2} = N_{\text{H}_2} / N_{\Sigma} = \alpha / (1 + \alpha / 2);$$

$$x_{\text{O}_2} = N_{\text{O}_2} / N_{\Sigma} = \alpha / 2(1 + \alpha / 2).$$

Подставляя эти значения мольных долей в соотношении типа

$$x_{B_1}^{v_{B_1}} x_{B_2}^{v_{B_2}} \dots x_{A_1}^{v_{A_1}} x_{A_2}^{v_{A_2}} = K_p / P^{\sum v_i} \equiv K_x \quad \text{для реакции} \quad \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \Leftrightarrow \text{H}_2\text{O},$$

$$x_{\text{H}_2\text{O}} / x_{\text{H}_2} x_{\text{O}_2}^{1/2} = K_p P^{1/2}, \text{ получим}$$

$$\alpha^3 - \left[3 / (1 - K_p^2 P) \right] \alpha + 2 / (1 - K_p^2 P) = 0.$$

Используя данные таблицы 4.3, находим значения $K_p^2 P$ для температуры 1200 °С при заданном давлении 1 атм. После этого определяем значение α из решения кубического уравнения.

$$\alpha^3 - 3,000001203\alpha + 2,000000802 = 0, \quad \alpha = 0,05.$$



Таблица 4.3

Константы равновесия (K_p) при различных температурах

T, К	K_p			
	$\text{CO} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \Leftrightarrow \text{CO}_2$	$\text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \Leftrightarrow \text{H}_2\text{O}$	$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \Leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$	$\text{C} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \Leftrightarrow \text{CO}$
300	$5,50 \cdot 10^{44}$	$6,10 \cdot 10^{39}$	$8,90 \cdot 10^4$	10^{24}
500	$1,02 \cdot 10^{25}$	$7,69 \cdot 10^{22}$	$1,32 \cdot 10^2$	—
1000	$1,58 \cdot 10^{10}$	$1,14 \cdot 10^{11}$	1,38	$3,16 \cdot 10^{10}$
1500	$1,97 \cdot 10^5$	$5,31 \cdot 10^5$	0,372	—
2000	$7,30 \cdot 10^2$	$3,46 \cdot 10^3$	0,209	$3,16 \cdot 10^7$
2500	$2,62 \cdot 10^1$	$1,65 \cdot 10^2$	0,159	—
3000	2,92	$2,16 \cdot 10^1$	0,135	$2,76 \cdot 10^6$
3500	$6,21 \cdot 10^{-1}$	5,00	0,123	—
4000	$1,97 \cdot 10^{-1}$	1,65	0,117	—
5000	$4,02 \cdot 10^{-2}$	$3,45 \cdot 10^{-1}$	—	—
6000	$1,43 \cdot 10^{-2}$	$1,19 \cdot 10^{-1}$	—	—

T, K	K _p			
	H ₂ ⇌ 2H	O ₂ ⇌ 2O	N ₂ ⇌ 2N	H ₂ O ⇌ OH + $\frac{1}{2}$ H ₂
300	1,81*10 ⁻⁷¹	8,19*10 ⁻⁸¹	2,16*10 ⁻¹¹⁹	5,14*10 ⁻⁴⁷
500	4,90*10 ⁻⁴¹	2,94*10 ⁻⁴⁶	1,88*10 ⁻⁶⁹	3,52*10 ⁻²⁷
1000	5,15*10 ⁻¹⁸	3,63*10 ⁻²⁰	8,24*10 ⁻³²	3,60*10 ⁻¹²
1500	3,09*10 ⁻¹⁰	2,11*10 ⁻¹¹	3,53*10 ⁻¹⁹	4,01*10 ⁻⁷
2000	2,63*10 ⁻⁶	5,38*10 ⁻⁷	7,83*10 ⁻¹³	1,38*10 ⁻⁴
2500	6,28*10 ⁻⁴	2,42*10 ⁻⁴	5,21*10 ⁻⁹	1,46*10 ⁻²
3000	2,48*10 ⁻²	1,44*10 ⁻²	1,88*10 ⁻⁶	4,84*10 ⁻²
3500	3,46*10 ⁻¹	2,68*10 ⁻¹	1,28*10 ⁻⁴	2,60*10 ⁻¹
4000	2,52	2,41	3,06*10 ⁻³	9,21*10 ⁻¹
5000	4,10*10 ¹	5,23*10 ¹	2,69*10 ⁻¹	5,47
6000	2,64*10 ²	4,09*10 ²	5,51	1,82*10 ¹

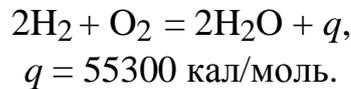
Рассчитаем молярные доли компонентов:

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = N_{\text{H}_2\text{O}} / N_{\Sigma} = (1 - \alpha) / (1 + \alpha / 2) = 0,92.$$

$$x_{\text{H}_2} = N_{\text{H}_2} / N_{\Sigma} = \alpha / (1 + \alpha / 2) = 0,05.$$

$$x_{\text{O}_2} = N_{\text{O}_2} / N_{\Sigma} = \alpha / 2(1 + \alpha / 2) = 0,03.$$

Тепловой эффект по реакции горения водорода составляет:



Так как удельной единицей мы приняли 1 кг эмульсии содержащей:

1. 95 % мазута и 5 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,05 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,05 кг воды составят

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

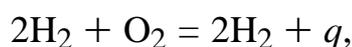
$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,05 кг – 0,0025 кг. Рассчитаем количество вещества $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,0025}{2} = 0,00125 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, соответственно 0,00125 моль водорода выделяют тепла

$$\begin{aligned} 1 \text{ моль} &- 55300 \text{ кал} \\ 0,00125 \text{ моль} &- x \text{ кал} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x &= (0,00125 * 55300) / 1 = 69,125 \text{ кал/кг эмульсии,} \\ Q_{\text{H}_2}^{95/5} &= 69,125 \text{ кал/кг.} \end{aligned}$$

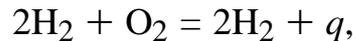
2. 90 % мазута и 10 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,1 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,1 кг воды составят

$$\begin{aligned} x_{\text{H}_2\text{O}} &= 0,92; \\ x_{\text{H}_2} &= 0,05; \\ x_{\text{O}_2} &= 0,03. \end{aligned}$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,1 кг – 0,005 кг. Теперь рассчитаем количество вещества, $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,005}{2} = 0,0025 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, соответственно 0,0025 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{90/10} = 138,25$ кал/кг

3. 85 % мазута и 15 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,15 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,15 кг воды составят

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

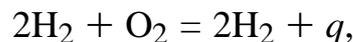
$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,15 кг – 0,0075 кг. Рассчитаем количество вещества, $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,0075}{2} = 0,00375 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, соответственно 0,00375 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{85/15} = 207,357$ кал/кг

4. 80 % мазута и 20 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,2 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,2 кг воды составят

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

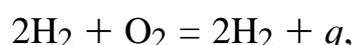
$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,2 кг – 0,01 кг. Рассчитаем количество вещества $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,01}{2} = 0,005 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, соответственно 0,005 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{80/20} = 276,5$ кал/кг.

5. 75 % мазута и 25 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,25 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,25 кг воды составят

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

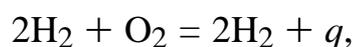
$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,25 кг – 0,0125 кг. Рассчитаем количество вещества $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,0125}{2} = 0,00625 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, соответственно 0,00625 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{75/25} = 345,625$ кал/кг.

6. 70 % мазута и 30 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,3 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,3 кг воды составят

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

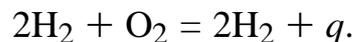
$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,3 кг – 0,015 кг. Рассчитаем количество вещества $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,015}{2} = 0,0075 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



Составляет: $q = 55300$ кал/моль, то соответственно 0,0075 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{70/30} = 414,75$ кал/кг.

7. 65 % мазута и 35 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,35 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,35 кг воды составят:

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

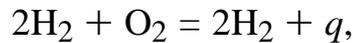
$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,35 кг – 0,0175 кг. Теперь рассчитаем количество вещества $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,0175}{2} = 0,00875 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, то соответственно 0,00875 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{65/35} = 483,875$ кал/кг.

8. 60 % мазута и 40 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,4 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,4 кг воды составят

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

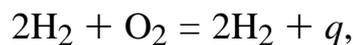
$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,4 кг – 0,02 кг. Рассчитаем количество вещества $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса

выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,02}{2} = 0,01 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, то соответственно 0,01 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{60/40} = 553$ кал/кг.

9. 55 % мазута и 45 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,45 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,45 кг воды составят

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

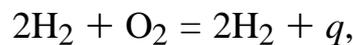
$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,45 кг – 0,0225 кг. Рассчитаем количество вещества $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,0225}{2} = 0,011255 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, соответственно 0,01125 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{55/45} = 619,36$ кал/кг.

10. 50 % мазута и 50 % воды, то диссоциацию воды рассчитаем на 0,5 кг воды. Доли компонентов воды после диссоциации при данных условиях на 0,5 кг воды составят

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = 0,92;$$

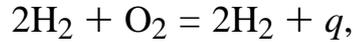
$$x_{\text{H}_2} = 0,05;$$

$$x_{\text{O}_2} = 0,03.$$

Откуда масса выделившегося водорода составит 5 % от 0,5 кг – 0,025 кг. Теперь рассчитаем количество вещества $n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)}$, где $m(\text{H}_2)$ – масса выделившегося водорода, $M(\text{H}_2)$ – молярная масса водорода:

$$n(\text{H}_2) = \frac{m(\text{H}_2)}{M(\text{H}_2)} = \frac{0,025}{2} = 0,0125 \text{ моль.}$$

Так как тепловой эффект по реакции горения водорода



составляет: $q = 55300$ кал/моль, соответственно 0,0125 моль водорода выделяют тепла $Q_{\text{H}_2}^{50/50} = 691,25$ кал/кг.

Расчеты количества теплоты при горении водорода, выделившегося из воды, содержащейся в эмульсии (кал/кг) сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4

Расчетные данные количества теплоты при горении водорода воды эмульсии

Количество теплоты от сгорания водорода	Соотношение эмульсии мазут – вода соответственно									
	95/5	90/10	85/15	80/20	75/25	70/30	65/35	60/40	55/45	50/50
Q_{H_2}	69,125	138,25	207,357	276,5	345,625	414,75	483,875	553	619,36	691,25

Расчет выбросов твердых частиц

Суммарное количество твердых частиц (летучей золы и несгоревшего топлива) $M_{\text{ТВ}}$, поступающих в атмосферу с дымовыми газами котлов (г/с, т/год), вычисляют по формуле:

$$M_{\text{ТВ}} = 0,01B \left(a_{\text{УН}} A^r + q_4 \frac{Q_i^r}{32,68} \right) (1 - \eta_3),$$

где B – расход натурального топлива, г/с (т/год), A^r – зольность топлива на рабочую массу, %; $a_{\text{УН}}$ – доля золы, уносимой газами из котла (доля золы топлива в уносе); при отсутствии данных замеров можно использовать ориентировочные значения, приведенные в нормативном методе «Тепловой расчет котельных агрегатов»; η_3 – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях*: *В расчете не учитывается влияние сероулавливающих установок; q_4 – потери тепла от механической

неполноты сгорания топлива, %; при отсутствии данных можно использовать ориентировочные значения, приведенные в таблице; Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг.

Количество летучей золы (M_3) в г/с (т/год), входящее в суммарное количество твердых частиц, уносимых в атмосферу, вычисляют по формуле:

$$M_3 = 0,01Ba_{yH}A^r(1 - \eta_3).$$

Количество коксовых остатков при сжигании твердого топлива и сажи при сжигании мазута (M_K) в г/с (т/год), образующихся в топке в результате механического недожога топлива и выбрасываемых в атмосферу, определяют по формуле:

$$M_K = M_{ТВ} - M_3.$$

Определим суммарное количество твердых частиц (летучей золы и несоревшего топлива) на 1 кг мазута, тонн/год

$$M_{ТВ} = 0,01B \left(a_{yH}A^r + q_4 \frac{Q_i^r}{32,68} \right) (1 - \eta_3) = 0,01 \times B \times (0,82 \times 0,3 + 0,1 \times \frac{9370}{32,68}) = 0,00029.$$

Определим количество летучей золы, входящее в суммарное количество твердых частиц на 1 кг мазута

$$M_3 = 0,01Ba_{yH}A^r(1 - \eta_3) = 0,01 \times B \times 0,82 \times 0,3 = 0,0000025 \text{ тонн/год.}$$

Определим количество коксовых остатков при сжигании твердого топлива и сажи при сжигании мазута, образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 1 кг мазута:

$$M_K = M_{ТВ} - M_3 = 0,00029 - 0,0000025 = 0,0002875 \text{ тонн/год} = 0,288 \text{ кг,} \\ (28,8 \% \text{ от } 1 \text{ кг мазута}).$$

Так как удельной единицей мы приняли 1 кг эмульсии содержащей:

1. 95 % мазута и 5 % воды, то определим количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,95 кг мазута из пропорции:

$$\begin{array}{r} 0,288 \text{ кг кокса} - 100 \% \\ x \quad \quad \quad - 95 \% \end{array}$$

$$x = (0,288 * 95) / 100 = 0,2736 \text{ кг} - \text{коксовых остатков.}$$

2. 90 % мазута и 10 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута составит 0,2592 кг.

3. 85 % мазута и 15 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута составит 0,2448 кг.

4. 80 % мазута и 20 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута составит 0,2304 кг.

5. 75 % мазута и 25 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута составит 0,216 кг.

6. 70 % мазута и 30 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута 0,2016 кг.

7. 65 % мазута и 35 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута составит 0,1872 кг.

8. 60 % мазута и 40 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута составит 0,1728 кг.

9. 55 % мазута и 45 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута составит 0,1584 кг.

10. 50 % мазута и 50 % воды. Количество коксовых остатков образующихся в топке в результате механического недожога топлива на 0,9 кг мазута составит 0,144 кг.

В нашем случае мы используем водомазутную эмульсию, при использовании которой в камере сгорания происходит диспергирование на мелкие капли мазута в которых к тому же еще содержатся еще более

мелкие капли воды, и поэтому когда капля эмульсии залетает в камеру сгорания, где температура горения – 1200 °С, а температура кипения воды всего лишь 100 °С. Такая разница температур побуждает капли воды как бы мгновенно взорваться и тем самым еще мельче разбить капли мазута. Из-за своих очень маленьких размеров по мере приближении к зоне горения капли мазута переходят в газообразное состояние, это говорит о том, что мазут сгорает полностью, без механического недожога. При полном сгорании мазута соответственно увеличивается количество теплоты, переданное парогенератору на тот процент, который является коксовым остатком. А в золу переходит только то количество золы, которое содержится в топливе.

Расчет количества теплоты от сгорания мазута в эмульсии

Рассчитаем количество теплоты выделяющегося от мазута, содержащегося в эмульсии при различных соотношениях мазута и воды:

1. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг. Рассмотрим эмульсию с содержанием мазута и воды в соотношении 95/5. Следовательно, требуется рассчитать количество теплоты от 0,95 кг мазута. Составим пропорцию:

$$\begin{array}{r} 9370 \text{ ккал/кг} - 100 \% \\ x \quad \quad \quad - 95 \% \end{array}$$

$$x = (9370 \cdot 95) / 100 = 8901,5; \quad Q_{\text{маз}}^{95/5} = 8901,5 \text{ ккал/кг.}$$

2. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг. Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 90/10 $Q_{\text{маз}}^{90/10} = 8433$ ккал/кг.

3. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг. Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 85/15 $Q_{\text{маз}}^{85/15} = 7964,5$ ккал/кг.

4. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг. Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 80/20 $Q_{\text{маз}}^{80/20} = 7496$ ккал/кг.

5. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.
Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 75/25
 $Q_{\text{маз}}^{75/25} = 7027,5$ ккал/кг.

6. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.
Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 70/30
 $Q_{\text{маз}}^{70/30} = 6559$ ккал/кг.

7. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.
Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 65/35
 $Q_{\text{маз}}^{65/35} = 6090,5$ ккал/кг.

8. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.
Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 60/40
 $Q_{\text{маз}}^{60/40} = 5622$ ккал/кг.

9. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.
Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 55/45
 $Q_{\text{маз}}^{55/45} = 5153,5$ ккал/кг.

10. Количество теплоты от сгорания 1 кг мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.
Для эмульсии с содержанием мазута и воды в соотношении 50/50
 $Q_{\text{маз}}^{50/50} = 4685$ ккал/кг.

Расчеты количества теплоты от мазута эмульсии (ккал/кг) представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Расчетные данные количества теплоты от мазута в эмульсии

Количество теплоты от сгорания мазута в эмульсии	Соотношение эмульсии мазут вода соответственно									
	95/5	90/10	85/15	80/20	75/25	70/30	65/35	60/40	55/45	50/50
$Q_{\text{маз}}$	8901,5	8433	7964,5	7496	7027,5	6559	6090,5	5622	5153,5	4685

Расчет количества теплоты от сгорания недожога мазута в эмульсии

Из выше приведенных расчетов мы рассчитали массу мазута который переходил бы в коксовый остаток, при различных соотношениях мазута и воды.

Теперь определим для каждого соотношения водомазутной эмульсии количества теплоты от недожога топлива:

1. 95 % мазута и 5 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,95 кг мазута. Составим пропорцию:

$$\begin{aligned} &1 \text{ кг мазута} - 9370 \text{ ккал} \\ &0,2736 \text{ кг} - x \\ x &= (0,2736 * 9370) / 1 = 2563 \text{ ккал}; Q_{\text{нед}}^{95/5} = 2563 \text{ ккал/кг}. \end{aligned}$$

2. 90 % мазута и 10 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,90 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{90/10} = 2428,7 \text{ ккал/кг}$$

3. 85 % мазута и 15 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,85 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{85/15} = 2293,78 \text{ ккал/кг}$$

4. 80 % мазута и 20 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,80 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{80/20} = 2158,85 \text{ ккал/кг}$$

5. 75 % мазута и 25 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,75 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{75/25} = 2023,92 \text{ ккал/кг}$$

6. 70 % мазута и 30 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,70 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{70/30} = 1888,9 \text{ ккал/кг}$$

7. 65 % мазута и 35 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,65 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{65/35} = 1754,06 \text{ ккал/кг}$$

8. 60 % мазута и 40 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,60 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{60/40} = 1619,14 \text{ ккал/кг}$$

9. 55 % мазута и 45 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,55 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{55/45} = 1484,21 \text{ ккал/кг}$$

10. 50 % мазута и 50 % воды, определим количество теплоты от недожога коксовых остатков на 0,50 кг мазута.

$$Q_{\text{нед}}^{50/50} = 1349,28 \text{ ккал/кг}$$

Расчеты количества теплоты, выделяющегося от недожога коксовых остатков (ккал/кг) представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

Расчетные данные количества теплоты от недожога коксовых остатков

Количество теплоты от недожога коксовых остатков	Соотношение эмульсии мазут вода соответственно									
	95/5	90/10	85/15	80/20	75/25	70/30	65/35	60/40	55/45	50/50
$Q_{\text{нед}}$	2563	2428,7	2293,78	2158,85	2023,92	1888,9	1754,06	1619,14	1484,21	1349,28

Расчет эффективности эмульсии по отношению к теплоте сгорания

1. Эмульсия в соотношении мазут вода 95/5 соответственно:
Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии
 $Q_{\text{маз}}^{95/5} = 8901,5$ ккал/кг.

Количество теплоты, расходуемое на подогрев воды
 $Q_{\text{под.в.}}^{95/5} = 58,888$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода, присутствующего в воде
 $Q_{\text{H}_2}^{95/5} = 69,125$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков
 $Q_{\text{нед}}^{95/5} = 2563$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{95/5} = Q_{\text{маз}}^{95/5} - Q_{\text{под.в.}}^{95/5} + Q_{\text{H}_2}^{95/5} + Q_{\text{нед}}^{95/5} = 8901,5 - 58,888 + 0,069 + 2563 = 11405,68 \text{ ккал/кг.}$$

2. Эмульсия в соотношении мазут вода 90/10 соответственно:
Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии
 $Q_{\text{маз}}^{90/10} = 8433$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{90/10} = 111,776$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода, присутствующего в воде $Q_{\text{H}_2}^{90/10} = 138,25$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{90/10} = 2428,7$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{90/10} = Q_{\text{маз}}^{90/10} - Q_{\text{под.в.}}^{90/10} + Q_{\text{H}_2}^{90/10} + Q_{\text{нед}}^{90/10} = 8433 - 111,776 + 0,138 + 2428,7 = 10750,06 \text{ ккал/кг.}$$

3. Эмульсия в соотношении мазут вода 85/15 соответственно:

Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии $Q_{\text{маз}}^{85/15} = 7964,5$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{85/15} = 167,663$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода присутствующего в воде $Q_{\text{H}_2}^{85/15} = 207,357$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{85/15} = 2293,78$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{85/15} = Q_{\text{маз}}^{85/15} - Q_{\text{под.в.}}^{85/15} + Q_{\text{H}_2}^{85/15} + Q_{\text{нед}}^{85/15} = 7964,5 - 167,663 + 0,207 + 2293,78 = 10090,824 \text{ ккал/кг.}$$

4. Эмульсия в соотношении мазут вода 80/20 соответственно:

Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии $Q_{\text{маз}}^{80/20} = 7496$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{80/20} = 223,551$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода присутствующего в воде $Q_{\text{H}_2}^{80/20} = 276,5$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{80/20} = 2158,85$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{80/20} = Q_{\text{маз}}^{80/20} - Q_{\text{под.в.}}^{80/20} + Q_{\text{H}_2}^{80/20} + Q_{\text{нед}}^{80/20} = 7496 - 223,551 + 0,277 + 2158,85 = 9431,58 \text{ ккал/кг}$$

5. Эмульсия в соотношении мазут вода 75/25 соответственно:
Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии $Q_{\text{маз}}^{75/25} = 7027,5$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{75/25} = 279,439$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода присутствующего в воде $Q_{\text{H}_2}^{75/25} = 345,625$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{75/25} = 2023,92$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии: $Q_{\text{полн.}}^{75/25} = Q_{\text{маз}}^{75/25} - Q_{\text{под.в.}}^{75/25} + Q_{\text{H}_2}^{75/25} + Q_{\text{нед}}^{75/25} = 7027,5 - 279,439 + 0,346 + 2023,92 = 8772,327$ ккал/кг

6. Эмульсия в соотношении мазут вода 70/30 соответственно:

Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии $Q_{\text{маз}}^{70/30} = 6559$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{70/30} = 335,323$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода присутствующего в воде $Q_{\text{H}_2}^{70/30} = 414,75$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{70/30} = 1888,9$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{70/30} = Q_{\text{маз}}^{70/30} - Q_{\text{под.в.}}^{70/30} + Q_{\text{H}_2}^{70/30} + Q_{\text{нед}}^{70/30} = 6559 - 335,32 + 0,415 + 1888,9 = 8112,9 \text{ ккал/кг.}$$

7. Эмульсия в соотношении мазут вода 65/35 соответственно:
Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии
 $Q_{\text{маз}}^{65/35} = 6090,5$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{65/35} = 391,214$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода присутствующего в воде
 $Q_{\text{H}_2}^{65/35} = 483,875$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{65/35} =$
 $= 1754,06$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{65/35} = Q_{\text{маз}}^{65/35} - Q_{\text{под.в.}}^{65/35} + Q_{\text{H}_2}^{65/35} + Q_{\text{нед}}^{65/35} = 6090,5 - 391,214 + 0,484 + 1754,06 = 7453,83 \text{ ккал/кг}$$

8. Эмульсия в соотношении мазут вода 60/40 соответственно:
Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии
 $Q_{\text{маз}}^{60/40} = 5622$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{60/40} = 447,102$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода, присутствующего в воде
 $Q_{\text{H}_2}^{60/40} = 553$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{60/40} =$
 $= 1619,14$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{60/40} = Q_{\text{маз}}^{60/40} - Q_{\text{под.в.}}^{60/40} + Q_{\text{H}_2}^{60/40} + Q_{\text{нед}}^{60/40} = 5622 - 447,102 + 0,553 + 1619,14 = 6794,59 \text{ ккал/кг}$$

9. Эмульсия в соотношении мазут вода 55/45 соответственно:
Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии
 $Q_{\text{маз}}^{55/45} = 5153,5$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{55/45} = 502,99$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода присутствующего в воде
 $Q_{\text{H}_2}^{55/45} = 619,36$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{55/45} = 1484,21$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{55/45} = Q_{\text{маз}}^{55/45} - Q_{\text{под.в.}}^{55/45} + Q_{\text{H}_2}^{55/45} + Q_{\text{нед}}^{55/45} = 5153,5 - 502,99 + 0,619 + 1484,21 = 6135,34 \text{ ккал/кг.}$$

10. Эмульсия в соотношении мазут вода 50/50 соответственно: Количество теплоты от чистого мазута $Q_{\text{маз}} = 9370$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения мазута в эмульсии $Q_{\text{маз}}^{50/50} = 4685$ ккал/кг.

Количество теплоты на подогрев воды $Q_{\text{под.в.}}^{50/50} = 558,876$ ккал/кг.

Количество теплоты от горения водорода присутствующего в воде $Q_{\text{H}_2}^{50/50} = 691,25$ ккал/кг.

Количество теплоты от недожога коксовых остатков $Q_{\text{нед}}^{50/50} = 1349,28$ ккал/кг.

Определим количество теплоты от сгорания 1 кг эмульсии:

$$Q_{\text{полн.}}^{50/50} = Q_{\text{маз}}^{50/50} - Q_{\text{под.в.}}^{50/50} + Q_{\text{H}_2}^{50/50} + Q_{\text{нед}}^{50/50} = 4685 - 558,876 + 0,691 + 1349,28 = 5476,101 \text{ ккал/кг.}$$

Данные расчетов количества теплоты, выделяющейся при использовании эмульгированного топлива (мазут–вода в различных соотношениях), и количества теплоты, получаемой при сгорании неэмульгированного топлива (мазута) представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Расчетные количества теплоты от сжигания мазута
и водомазутных эмульсий

Мазут, Q , ккал/кг	Соотношение эмульсии мазут–вода соответственно, Q , ккал/кг									
	95/5	90/10	85/15	80/20	75/25	70/30	65/35	60/40	55/45	50/50
9370	11405,7	10750,1	10090,8	9431,6	8772,3	8112,9	7453,8	6794,6	6135	5476

Расчет выбросов, образующихся при сгорании водомазутных эмульсий

Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^P + 0,265\left(H^P - \frac{1}{8}O^P\right) + K_{\text{возд}}S_{\text{л}}^P,$$

где $K_{\text{возд}} = 0,033$ для органической серы и $K_{\text{возд}} = 0,0456$ для колчеданной серы. Обычно в расчетных формулах этим различием пренебрегают и берут $K_{\text{возд}} = 0,033$, а под $S_{\text{л}}^P$ понимают суммарное процентное содержание в топливе органической и колчеданной серы. В данной формуле учитывается собственный кислород топлива O^P . Делается простейшее предположение о том, что имеющейся в топливе кислород связан с водородом топлива. Поэтому содержание в топливе свободного водорода равно $\left(H^P - \frac{1}{8}\right)$.

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха):

$$V_{\text{с.г.}}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{\text{л}}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P.$$

Здесь учитывается как азот топлива, так и азот воздуха, идущего на сгорание, коэффициент $K_{\text{газ}} = 0,033$ при органической сере и 0,043 при колчеданной сере. Опять-таки для простоты обычно берется $K_{\text{газ}} = 0,033$ и подставляется общее содержание серы S .

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{C^P}{100};$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{S_{\text{л}}^P}{100};$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9\text{H}^{\text{P}} + \text{W}^{\text{P}}) + 0,0161V^0.$$

Иногда бывает необходимо учитывать также водяные пары, вносимые в топку с паровым дутьем, если таковое имеется.

Расчет для неэмульгированного мазута:

Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$\begin{aligned} V^0 &= 0,0889\text{C}^{\text{P}} + 0,265\left(\text{H}^{\text{P}} - \frac{1}{8}\text{O}^{\text{P}}\right) + K_{\text{возд}}\text{S}_{\text{Л}}^{\text{P}} = 0,0889 \times 83 + \\ &+ 0,265\left(10,5 - \frac{1}{8}0,5\right) + 0,033 \times 3,7 = 10,1728. \end{aligned}$$

где $K_{\text{возд}} = 0,033$ для органической серы и $K_{\text{возд}} = 0,0456$ для колчеданной серы. Обычно в расчетных формулах этим различием пренебрегают и берут $K_{\text{возд}} = 0,033$, а под $\text{S}_{\text{Л}}^{\text{P}}$ понимают суммарное процентное содержание в топливе органической и колчеданной серы. В данной формуле учитывается собственный кислород топлива O^{P} . Делается простейшее предположение о том, что имеющейся в топливе кислород связан с водородом топлива. Поэтому содержание в топливе свободного водорода равно $\left(\text{H}^{\text{P}} - \frac{1}{8}\right)$.

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$\begin{aligned} V_{\text{с.г.}}^0 &= 1,866 \frac{\text{C}^{\text{P}} + 0,375\text{S}_{\text{Л}}^{\text{P}}}{100} + 0,79V^0 + 0,008\text{N}^{\text{P}} = 1,866 \frac{83 + 0,375 * 3,7}{100} + \\ &+ 0,79 \times 10,1728 + 0,008 \times 0,5 = 9,6152. \end{aligned}$$

Здесь учитывается как азот топлива, так и азот воздуха, идущего на сгорание, коэффициент $K_{\text{газ}} = 0,033$ при органической сере и $0,043$ при колчеданной сере. Опять-таки для простоты обычно берется $K_{\text{газ}} = 0,033$ и подставляется общее содержание серы $S_{\text{л}}^{\text{P}}$.

Отдельно объемы CO_2, SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{C^{\text{P}}}{100} = 1,866 \times \frac{83}{100} = 1,55;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{S_{\text{л}}^{\text{P}}}{100} = 0,7 \frac{3,7}{100} = 0,0259.$$

(среднее значение для органической и колчеданной серы);

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^{\text{P}} / 100 = 0,79 \times 10,1728 + 0,8 \times 0,5 / 100 = 8,0405.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9H^{\text{P}} + W^{\text{P}}) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 \times 10,5 + 2) + \\ + 0,016 \times 10,1728 = 1,3594.$$

1. Эмульсия мазут вода – 95/5. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^{\text{P}} + 0,265(H^{\text{P}} - \frac{1}{8}O^{\text{P}}) + K_{\text{возд}}S = 0,0889 \times 80,51 + 0,256(10,185 - \\ - \frac{1}{8}0,485) + 0,03529 = 9,8656,$$

где $K_{\text{возд}} = 0,033$ для органической серы и $K_{\text{возд}} = 0,0456$ для колчеданной серы. Обычно в расчетных формулах этим различием пренебрегают и берут $K_{\text{возд}} = 0,033$, а под $S_{\text{л}}^{\text{P}}$ понимают суммарное процентное содержание в топливе органической и колчеданной серы. В данной формуле учитывается собственный кислород топлива O^{P} .

Делается простейшее предположение о том, что имеющейся в топливе кислород связан с водородом топлива. Поэтому содержание в топливе свободного водорода равно $\left(H^P - \frac{1}{8} \right)$.

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$V_{с.г.}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{л}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P = 1,866 \frac{80,51 + 0,375 * 3,529}{100} + 0,79 * 9,8656 + 0,008 * 0,485 = 9,3247.$$

Здесь учитывается как азот топлива, так и азот воздуха, идущего на сгорание, коэффициент $K_{газ} = 0,033$ при органической сере и $0,043$ при колчеданной сере. Опять-таки для простоты обычно берется $K_{газ} = 0,033$ и подставляется общее содержание серы $S_{л}^P$.

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{CO_2} = 1,866 * \frac{C^P}{100} = 1,866 * \frac{80,51}{100} = 1,5023;$$

$$V_{SO_2} = 0,7 * \frac{S_{л}^P}{100} = 0,7 * \frac{3,529}{100} = 0,0247.$$

(среднее значение для органической и колчеданной серы);

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100 = 0,79 * 9,8656 + 0,8 * 0,485 / 100 = 7,7977.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124(9H^P + W^P) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 * 10,185 + 5) + 0,016 * 9,8656 = 1,3565.$$

2. Аналогичные вычисления проводим для эмульсии мазут вода – 90/10. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C + 0,265\left(H - \frac{1}{8}O\right) + K_{\text{возд}}S = 0,0889 \times 76,36 + 0,256(9,66 - \frac{1}{8}0,46) + 0,033 \times 3,244 = 9,3537.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$V_{\text{с.г.}}^0 = 1,866 \frac{C + 0,375S}{100} + 0,79V^0 + 0,008N = 1,866 \frac{76,36 + 0,375 \times 3,244}{100} + 0,79 \times 9,3537 + 0,008 \times 0,46 = 8,8407.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{C^p}{100} = 1,866 \times \frac{76,31}{100} = 1,4249;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{S_{\text{л}}^p}{100} = 0,7 \frac{3,5244}{100} = 0,0227.$$

(среднее значение для органической и колчеданной серы);

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^p / 100 = 0,79 \times 9,3537 + 0,8 \times 0,46 / 100 = 7,3931.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9H + W) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 \times 9,66 + 10) + 0,016 \times 9,3537 = 1,3517.$$

3. Эмульсия мазут вода – 85/15. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^P + 0,265(H^P - \frac{1}{8}O^P) + K_{\text{возд}}S_{\text{л}}^P = 0,0889 \times 72,21 + 0,256(9,135 - \frac{1}{8}0,435) + 0,033 \times 2,959 = 8,8418.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$V_{\text{с.г.}}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{\text{л}}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P = 1,866 \frac{72,21 + 0,375 * 2,959}{100} + 0,79 \times 8,8418 + 0,008 \times 0,435 = 8,3566.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{C^P}{100} = 1,866 \times \frac{72,21}{100} = 1,3474;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{S_{\text{л}}^P}{100} = 0,7 \frac{2,959}{100} = 0,0207.$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100 = 0,79 \times 8,8418 + 0,8 \times 0,435 / 100 = 6,9885.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9H^P + W^P) + 0,016IV^0 = 0,0124(9 \times 9,135 + 15) + 0,016 \times 8,8418 = 1,3469.$$

4. Эмульсия мазут вода – 80/20. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^P + 0,265(H^P - \frac{1}{8}O^P) + K_{\text{возд}}S_{\text{л}}^P = 0,0889 \times 68,06 + 0,256(8,61 - \frac{1}{8}0,41) + 0,033 \times 2,674 = 8,3298.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха):

$$V_{с.г.}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{л}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P = 1,866 \frac{68,06 + 0,375 * 2,674}{100} + 0,79 * 8,3298 + 0,008 * 0,41 = 7,8725.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{CO_2} = 1,866 * \frac{C^P}{100} = 1,866 * \frac{68,06}{100} = 1,27;$$

$$V_{SO_2} = 0,7 * \frac{S_{л}^P}{100} = 0,7 * \frac{2,959}{100} = 0,0188.$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100 = 0,79 * 8,3298 + 0,8 * 0,41 / 100 = 6,5838.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124(9H^P + W^P) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 * 8,61 + 20) + 0,016 * 8,3298 = 1,3422.$$

5. Эмульсия мазут вода – 75/25. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^P + 0,265(H^P - \frac{1}{8}O^P) + K_{возд} S_{л}^P = 0,0889 * 63,91 + 0,256(8,085 - \frac{1}{8} * 0,385) + 0,033 * 2,389 = 7,8179.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$V_{с.г.}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{л}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P = 1,866 \frac{63,91 + 0,375 * 2,389}{100} + 0,79 * 7,8179 + 0,008 * 0,385 = 7,3885.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{C^P}{100} = 1,866 \times \frac{63,91}{100} = 1,1926;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{S_{\text{Л}}^P}{100} = 0,7 \frac{2,389}{100} = 0,0167.$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100 = 0,79 \times 7,8179 + 0,8 \times 0,385 / 100 = 6,1792.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9H^P + W^P) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 \times 8,085 + 25) + \\ + 0,016 \times 7,8179 = 1,3374.$$

5. Эмульсия мазут вода – 70/30. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^P + 0,265(H^P - \frac{1}{8}O^P) + K_{\text{возд}} S_{\text{Л}}^P = 0,0889 \times 59,76 + 0,256(7,56 - \\ - \frac{1}{8}0,36) + 0,033 \times 2,104 = 7,3059.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$V_{\text{с.г.}}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{\text{Л}}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P = 1,866 \frac{59,76 + 0,375 * 2,3104}{100} + \\ + 0,79 \times 7,3059 + 0,008 \times 0,36 = 6,9044.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{C^P}{100} = 1,866 \times \frac{59,76}{100} = 1,1151;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{S_{\text{Л}}^P}{100} = 0,7 \frac{2,104}{100} = 0,0147.$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100 = 0,79 \times 7,3059 + 0,8 \times 0,36 / 100 = 5,7746.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124(9H^P + W^P) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 \times 7,56 + 30) + 0,016 \times 7,3059 = 1,3326.$$

6. Эмульсия мазут вода – 65/35. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^P + 0,265(H^P - \frac{1}{8}O^P) + K_{возд}S_{л}^P = 0,0889 \times 55,61 + 0,256(7,035 - \frac{1}{8}0,335) + 0,033 \times 1,818 = 6,794.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$V_{с.г.}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{л}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P = 1,866 \frac{55,61 + 0,375 * 1,819}{100} + 0,79 \times 6,794 + 0,008 \times 0,335 = 6,4203.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{CO_2} = 1,866 \times \frac{C^P}{100} = 1,866 \times \frac{55,61}{100} = 1,0377;$$

$$V_{SO_2} = 0,7 \times \frac{S_{л}^P}{100} = 0,7 \frac{1,819}{100} = 0,0127.$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100 = 0,79 \times 6,794 + 0,8 \times 0,335 / 100 = 5,3699.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9\text{H}^{\text{P}} + \text{W}^{\text{P}}) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 \times 7,035 + 35) + 0,016 \times 6,794 = 1,3278.$$

7. Эмульсия мазут вода – 60/40. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889\text{C}^{\text{P}} + 0,265(\text{H}^{\text{P}} - \frac{1}{8}\text{O}^{\text{P}}) + K_{\text{возд}}\text{S}_{\text{II}}^{\text{P}} = 0,0889 \times 51,46 + 0,256(6,51 - \frac{1}{8}0,31) + 0,033 \times 1,534 = 6,2821.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива

$$V_{\text{с.г.}}^0 = 1,866 \frac{\text{C}^{\text{P}} + 0,375\text{S}_{\text{II}}^{\text{P}}}{100} + 0,79V^0 + 0,008\text{N}^{\text{P}} = 1,866 \frac{51,46 + 0,375 * 1,534}{100} + 0,79 \times 6,2821 + 0,008 \times 0,31 = 5,9363.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{\text{C}^{\text{P}}}{100} = 1,866 \times \frac{51,46}{100} = 0,9602;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{\text{S}_{\text{II}}^{\text{P}}}{100} = 0,7 \frac{1,534}{100} = 0,0107.$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8\text{N}^{\text{P}} / 100 = 0,79 \times 6,2821 + 0,8 \times 0,31 / 100 = 4,9653.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9\text{H}^{\text{P}} + \text{W}^{\text{P}}) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 \times 6,51 + 40) + 0,016 \times 6,2821 = 1,3230.$$

8. Эмульсия мазут вода – 55/45. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^P + 0,265\left(H^P - \frac{1}{8}O^P\right) + K_{\text{возд}}S_{\text{л}}^P = 0,0889 \times 47,31 + 0,256(5,985 - \frac{1}{8} \times 0,285) + 0,033 \times 1,249 = 5,7701.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$V_{\text{с.г.}}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{\text{л}}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P = 1,866 \frac{47,31 + 0,375 * 1,249}{100} + 0,79 \times 5,7701 + 0,008 \times 0,285 = 5,4522.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{C^P}{100} = 1,866 \times \frac{47,31}{100} = 0,8828;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{S_{\text{л}}^P}{100} = 0,7 \frac{2,959}{100} = 0,0087.$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100 = 0,79 \times 5,7701 + 0,8 \times 0,285 / 100 = 4,5607.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9H^P + W^P) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 \times 5,985 + 45) + 0,016 \times 5,7701 = 1,3128.$$

9. Эмульсия мазут вода – 50/50. Вычисления в предположении полного сгорания топлива (углерод сгорает с образованием CO_2) приводят к следующей формуле для минимального необходимого (или теоретического) объема воздуха:

$$V^0 = 0,0889C^P + 0,265(H^P - \frac{1}{8}O^P) + K_{\text{возд}}S_{\text{л}}^P = 0,0889 \times 43,16 + 0,256(5,46 - \frac{1}{8}0,26) + 0,033 \times 0,964 = 5,2582.$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива (при подаче на 1 кг топлива теоретического объема воздуха)

$$V_{\text{с.г.}}^0 = 1,866 \frac{C^P + 0,375S_{\text{л}}^P}{100} + 0,79V^0 + 0,008N^P = 1,866 \frac{43,16 + 0,375 * 0,964}{100} + 0,79 \times 5,2582 + 0,008 \times 0,26 = 4,9682.$$

Отдельно объемы CO_2 , SO_2 и N_2 равны:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,866 \times \frac{C^P}{100} = 1,866 \times \frac{43,16}{100} = 0,8054;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \times \frac{S_{\text{л}}^P}{100} = 0,7 \frac{0,964}{100} = 0,0068.$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^P / 100 = 0,79 \times 5,7701 + 0,8 \times 0,26 / 100 = 4,156.$$

Объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9H^P + W^P) + 0,0161V^0 = 0,0124(9 \times 5,46 + 50) + 0,016 \times 5,2582 = 1,3135.$$

В таблице 4.8 показано во сколько раз снижаются объемы выбросов от определенной эмульсии по отношению к неэмульгированному мазуту ($\text{нм}^3/\text{кг}$).

Таблица 4.8

Количества загрязняющих веществ, образующихся при сжигании эмульсии

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Соотношение эмульсии мазут вода соответственно									
		95/5	90/10	85/15	80/20	75/25	70/30	65/35	60/40	55/45	50/50
1	V_{CO_2}	1,031	1,087	1,149	1,220	1,299	1,389	1,493	1,613	1,754	1,923
2	V_{SO_2}	1,048	1,141	1,250	1,384	1,549	1,759	2,034	2,412	2,962	3,838
3	V_{N_2}	1,031	1,088	1,151	1,221	1,301	1,392	1,497	1,619	1,763	1,935

Расчет экологических платежей

Согласно Постановлению правительства РФ от 12 июня 2003 г №344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления», определены нормативы платы за выброс 1 тонны загрязняющих веществ. Основные загрязняющие вещества образующиеся при эксплуатации ТЭС приведены в табл. 4.9.

Таблица 4.9

Основные загрязняющие вещества ТЭС

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Нормативы платы за выброс 1 тонны загрязняющих веществ	
		В пределах установленных допустимых нормативов выбросов	В пределах установленных лимитов выбросов
		рублей/тонна	рублей/тонна
1	Оксид углерода	0,6	3
2	Оксид серы	40	200
3	Азот	35	175

В таблице 4.10 приведены объемы выделяющихся загрязняющих веществ при сжигании 1 кг эмульсии, нм³/кг.

Таблица 4.10

Объемы загрязняющих веществ ТЭС при сжигании 1 кг эмульсии

№ пп	Наименование загрязняющего вещества	Соотношение эмульсии мазут вода соответственно									
		95/5	90/10	85/15	80/20	75/25	70/30	65/35	60/40	55/45	50/50
1	V_{CO_2}	1,5023	1,4249	1,3474	1,27	1,1926	1,1151	1,0377	0,9602	0,8828	0,8054
2	V_{SO_2}	0,0247	0,0227	0,0207	0,018	0,0167	0,0147	0,0127	0,0107	0,0087	0,0068
3	V_{N_2}	7,7977	7,3931	6,9885	6,5838	6,1792	1,3326	1,3278	4,9653	4,5607	4,1560

В таблице 4.11 приведены стоимость загрязняющего вещества, руб. на 1 кг сгоревшей эмульсии мазут вода.

Таблица 4.11

**Экологические платежи за загрязняющие вещества
при сжигании 1 кг водомазутной эмульсии**

№ пп	Наименование загрязняющего вещества	Соотношение эмульсии мазут вода соответственно									
		95/5	90/10	85/15	80/20	75/25	70/30	65/35	60/40	55/45	50/50
1	V_{CO_2}	0,001782	0,001690	0,001598	0,001506	0,001415	0,001323	0,001231	0,001139	0,00105	0,0009
2	V_{SO_2}	0,002892	0,002656	0,002424	0,002188	0,001956	0,00172	0,001488	0,001252	0,00102	0,008
3	V_{N_2}	0,343	0,325255	0,307456	0,28966	0,271845	0,254065	0,236215	0,218449	0,20065	0,1828

Выбор наиболее эффективного соотношения эмульсии

Примем среднюю стоимость 1 тонны котельного топлива – 1500 руб.

Для приготовления эмульсии мы используем осветленную воду, стоимость 1 м³ которой составляет 17,22 руб.

Проведенные расчеты показали, что к использованию в качестве топлива наиболее лучше всего подходит эмульсия мазут вода в соотношении 80/20. Объясню почему. Количество теплоты, получаемое от сжигания 1 кг чистого мазута (неэмульгированного) – 9370 ккал/кг, а количество теплоты получаемое от сжигания эмульгированного топлива в соотношении мазут вода 80/20 – 9431,58 ккал/кг, т.е. почти одинаковые, что говорит о том, что при сжигании неэмульгированного топлива затрачивается 1 кг мазута, а при сжигании эмульгированного топлива затрачивается 0,8 кг мазута (80 %) с тем же выделением количества теплоты. Экономия топлива составляет 20 %. Эти 20 % топлива замещаются водой, которая снижает затраты на топливо, снижает выбросы в атмосферу, CO₂ снижается в 1,22 раза, SO₂ снижается в 1,384 раза, N₂ снижается в 1,221 раза, снижение выбросов влечет за собой снижение экологических платежей.

Рассчитаем стоимость 1 тонны эмульсии 80/20. 1500 руб * 80 % = 1200 руб, 17,22 руб * 20 % = 3,44 руб, теперь сложим стоимость 80 % мазута и стоимость 20 % осветленной воды, 1200 руб + 3,44 руб = 1203,44 руб – стоимость 1 кг эмульгированного топлива. Соответственно экономия топлива на 1 тонну составила: 1500 руб – 1203,44 руб = 296,56 руб.

Рассчитаем экологические платежи. При сжигании 1 тонны мазута стоимость выбросов составляет: CO_2 – 2,172 руб., SO_2 – 3,032 руб., N_2 – 353,75 руб., при сжигании 1 тонны эмульсии 80/20 стоимость выбросов составляет: CO_2 – $2,172/1,22 = 1,78$ руб., SO_2 – $3,032/1,384 = 2,19$ руб., N_2 – $353,75/1,221 = 289,72$ руб.

Так как происходит снижение негативного влияния на окружающую среду, то данное мероприятие, использование эмульгированного топлива, считается природоохранным, а по Постановлению Кабинета Министров Республики Татарстан от 30 января 2003 г. N 60 такие мероприятия финансируются из средств Экологического фонда Республики Татарстан.

Таблица 4.12

Расчет экологической эффективности от использования эмульсии

	Количество теплоты (ккал/кг)	Стоимость тонны топлива	Объем выбросов (т/кг)			Экологические платежи (руб./тонна)		
			CO_2	SO_2	N_2	CO_2	SO_2	N_2
мазут	9370	1500 руб.	0,003062	0,0000758	0,010107	2,172	3,032	353,75
80/20	9431,58	1203 руб.	0,0025108	0,0000547	0,008276	1,78	1,384	2,19

В данной главе было предложено использовать в качестве топлива водомазутную эмульсию, в соотношении 80/20, которая позволяет уменьшить выбросы загрязняющих веществ, сэкономить количество подаваемого мазута на сжигание без потерь тепла, а также данное соотношение мазута и воды позволяет сократить затраты на энергию которая используется в топливном хозяйстве ТЭС на стадии обезвоживания мазута.

Все вышеперечисленные показатели подтверждены расчетами данной работы.

Для усиления эффективности использования эмульгированных мазутов на ТЭС целесообразно добавление в них специальных веществ – многофункциональных присадок, совмещающих антикоррозионные, депрессорные, вязкостные и антиокислительные свойства [39, 40, 53].

ГЛАВА 5

ПРИСАДКИ К ТОПОЧНЫМ МАЗУТАМ

Применение присадок для борьбы с коррозией и отложениями основано на связывании коррозионных агентов, содержащихся в мазуте или образующихся при его сжигании, с переводом их в неагрессивные и не дающие отложений соединения. Вместе с тем присадки в ряде случаев также улучшают процесс горения.

В настоящее время в практике сжигания сернистых жидких топлив применяются твердые, жидкие и в некоторых случаях газообразные присадки. Все они в основном предназначены для борьбы с низкотемпературной серноокислотной коррозией, хотя, как показал опыт, применение твердых и отчасти жидких присадок одновременно способствует образованию более рыхлой структуры отложений в зоне высокотемпературных поверхностей нагрева, что благоприятствует снижению коррозии этих поверхностей [42, 43].

5.1. Назначение и принцип действия присадок к остаточным топливам

В зависимости от вида и свойств присадок действие их различно. Присадки к остаточным топливам могут обладать антикоррозионным, депрессорным, нейтрализующим, диспергирующим, пептизирующим и эмульгирующим действием, а также могут улучшать реологические свойства топлива (рис. 5.1) [43, 49].

Присадки могут химически связывать SO_2 и SO_3 , образуя нейтральные соединения, не вызывающие коррозию. Подобным действием обладают различные твердые смеси и гидроксиды кальция, магния и других порошкообразных металлов (цинк, медь и др.); жидкие присадки, например растворимые в мазуте нафтенаты металлов (цинка, магния, бария, меди); газообразные присадки, например аммиак. В качестве присадок применяются вещества, тормозящие процесс окисления SO_2 до SO_3 (сажа, кокс, угольная пыль) или восстанавливающие SO_2 до SO_3 непосредственно в зоне горения (углерод, окись углерода, углеводороды). Наконец, применяются присадки, меняющие структуру золы и повышающие температуру размягчения и плавления ее компонентов. Этими свойствами обладают соединения щелочноземельных металлов (магния, кальция), силикаты алюминия, окислы металлов.

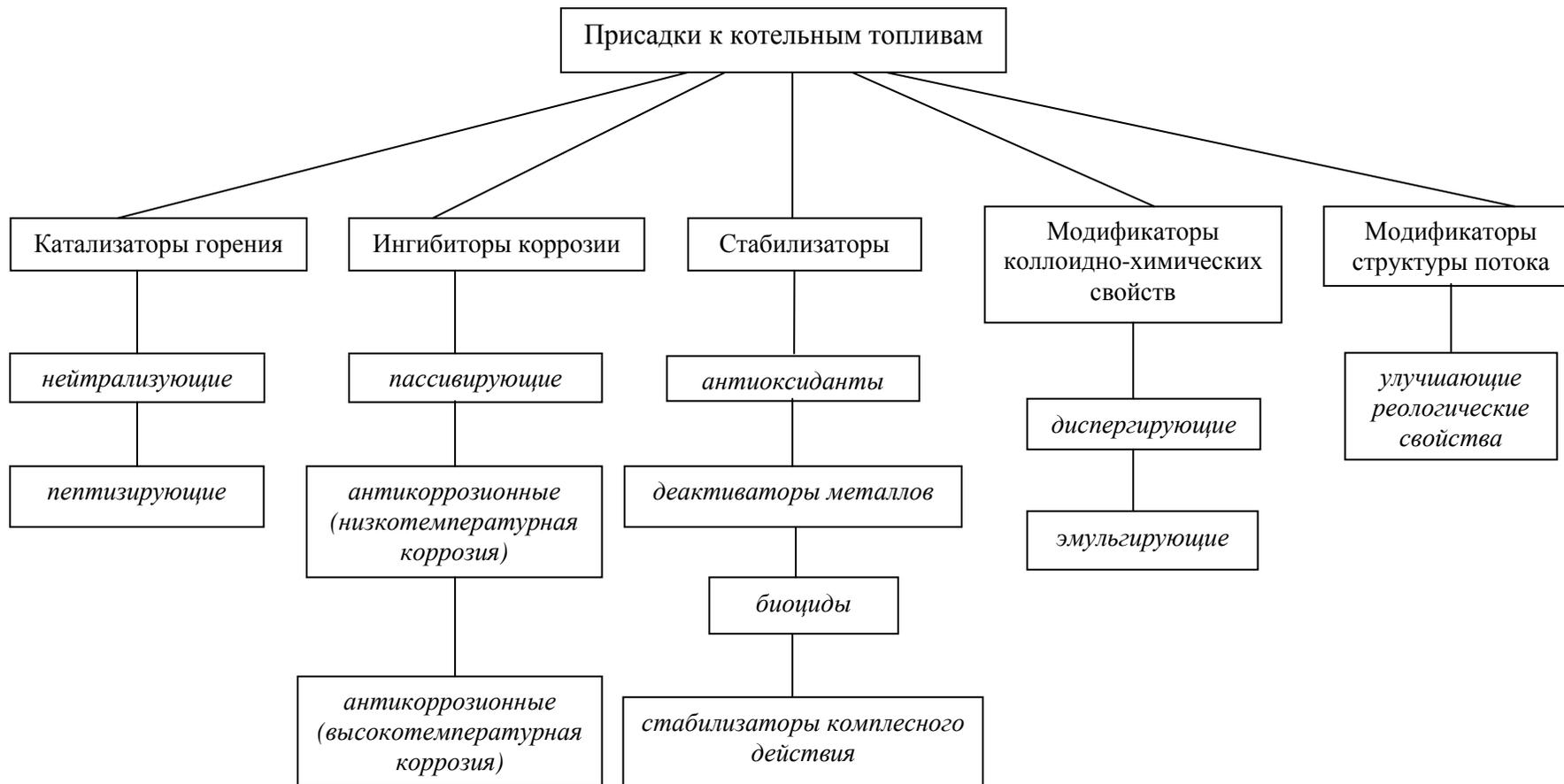


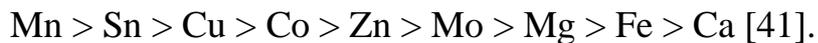
Рис. 5.1. Классификация присадок к мазутам

Кроме того, в качестве присадок используются вещества, пассивирующие поверхность нагрева при температурах ниже точки росы (например, терамин) [40]. Очищающий эффект присадок связан с наличием в них полярных молекул, способных адсорбироваться металлическими поверхностями и образовывать очень прочную гидрофобную пленку, защищающую металл от коррозии [17].

Диспергирующее воздействие присадок обусловлено повышением сродства нерастворимых частиц при их смачивании присадкой к органическим компонентам мазута, вследствие чего подавляется тенденция этих частиц к оседанию. Ввод диспергирующих присадок (диспергантов) преследует две цели: уменьшение образования донных отложений при хранении и улучшение сгорания котельного топлива за счет повышения его распыления. Действие диспергантов основано на их поверхностно-активных и растворяющих свойствах. Продукты глубокого окисления нестабильных и высокомолекулярных углеводородов находятся в топливе в виде коллоидного раствора до тех пор, пока он не разрушается под действием окислителя. Присадки, добавляемые к топливу, удерживают эти продукты в коллоидном состоянии, препятствуют их коагуляции, осаждению и часто переводят в раствор уже выпавшие осадки. Механизм действия присадок заключается в диспергировании нерастворимых продуктов или удержания их в растворенном состоянии. Присадки (дисперганты) выполняют в окисляющей системе в основном функции защитных коллоидов. Такими коллоидами для растворов в углеводородной среде могут служить все поверхностно-активные вещества дифильной структуры: спирты, жирные кислоты, фенолы, амины и др. Присадки сохраняют коллоидные частицы в растворе, адсорбируясь на их поверхности. Соединения, способные служить диспергантами в топливах, найдены среди алкиламинов, нефтяных сульфонов, щелочноземельных металлов (Са, Ва), жирных кислот, нафтенон, фенолятов и других. Эффективны также сукцинимиды, сульфонат натрия и бариевая соль [41, 43]. Диспергирующие присадки являются, в основном, многофункциональными.

Улучшение сгорания мазута достигается при вводе присадок, обладающих пептизирующими свойствами, связанными с присутствием в присадках соответствующих компонентов. Пептизирующее вещество присадки способствует более равномерному распределению легко и трудно сгораемых частей в капле мазута, но в основном эффект его действия заключается в облегчении разрыва или разрушения ядра капли, состоящего из трудно сгораемых компонентов.

Поэтому подобно катализатору, ускоряющему ход химической реакции, пептизатор в данном случае увеличивает полноту реагирования веществ в реакции горения, что приводит к более полному сгоранию жидкого топлива и предотвращению или значительному снижению сажеобразования. В том случае, когда в состав присадки входят какие-либо оксиды щелочного характера, образующаяся при сжигании сернистого жидкого топлива зола приобретает свойства связывать триоксид серы SO_3 или препятствовать процессу его образования [17]. По эффективности металлы как катализаторы горения располагаются в ряд:



Назначение депрессорных присадок – снижение температуры застывания. Содержащиеся в топливе парафины при понижении температуры легко кристаллизуются. При определенных размерах и концентрации кристаллы образуют пространственную структуру, в результате чего топливо теряет подвижность. Депрессорные присадки сорбируются на поверхности зарождающихся кристаллов и препятствуют их росту и ассоциации. Снижение температуры застывания при помощи депрессорных присадок позволяет уменьшить затраты тепла на подогрев мазутов. Мазуты, будучи структурированными системами, представляют собой ньютоновские жидкости. В силу этого депрессорные присадки влияют на их динамическую вязкость, снижая предельное напряжение сдвига. Благодаря этому снижаются затраты на перекачку мазутов по трубопроводам [43]. Отечественные депрессорные присадки ВЭС-408, ВЭС-503М, ВЭС-241, Сэвилен, ДМН-2005 представляют собой 25–35 %-е растворы сополимеров этилена и винилацетата в специальном растворителе.

Целесообразнее применять многофункциональные присадки к мазутам, которые могут сочетать в себе несколько свойств. В настоящее время разработаны разнообразные виды диспергирующих или многофункциональных присадок к мазуту, особенно широко применяемых в США и в Западной Европе. Так, например, в США более 90 % сжигаемого мазута обязательно обрабатывается присадками [17, 43]. Далее нами будут рассмотрены более подробно только присадки минерального характера.

5.2. Факторы, влияющие на эффективность действия твердых присадок

Технология обработки мазута присадками в основном определяется структурой присадки и способностью ее растворяться в топливе или воде. Обработка мазута присадками необходима как при хранении его в резервуарах, так и при подготовке непосредственно к сжиганию. Эффективность действия твердых присадок зависит от ряда факторов: дозировки, тонкости измельчения, чистоты, характера и места ввода в котлоагрегат, равномерности распределения в соответствующей зоне котлоагрегата и др. Несоблюдение даже некоторых из перечисленных условий может резко снизить эффект применения твердых присадок.

Выбор дозировки присадки играет весьма важную роль. Правильный выбор дозировки присадки резко повышает эффективность ее действия. Дозировку присадки не всегда удается определить методом расчета, в связи с чем ее приходится устанавливать опытным путем. Связано это с тем обстоятельством, что далеко не весь активный компонент присадки участвует в химических реакциях. Так, например, при недостаточном размоле крупные частицы, пролетая через котлоагрегат, участвуют в процессе только тонким поверхностным слоем, основная же внутренняя их часть остается неиспользованной. Кроме того, реакции компонентов золы с присадками требуют некоторого времени для их завершения, значительно большего, чем время пролета частиц присадки через котлоагрегат, в связи с чем образуются различные промежуточные соединения, иногда обладающие значительной коррозионной активностью.

Тонкость размолта присадок также имеет большое значение. Обычно желателен возможно более тонкий помол с максимальным размером частиц не более 15–20 мкм. Вместе с тем присутствие в присадке некоторого количества относительно крупных частиц, и притом более твердых, может быть полезным для сбивания отложений с поверхностей нагрева (для самообдувки). Крупные частицы, пролетая через ядро факела, спекаются и приобретают большую твердость, в связи с чем эффект самообдувки усиливается. На зарубежных электростанциях присадки применяются с размерами частиц обычно в пределах 1–10 мкм, и редко более 10 мкм.

Влияние чистоты присадки соизмеримо с влиянием концентрации. Как полагают, это связано с физико-химическим взаимодействием между загрязняющими примесями и активным окислом, приводящим к снижению его реакционной способности [42].

Эффективность присадок зависит от химического состава топлива. Чувствительность к присадке падает с повышением содержания в топливе ароматических и непредельных углеводородов. Присадки при обычных температурах должны быть достаточно стабильны, не взаимодействовать с другими составляющими топлив, не вызывать коррозии топливной системы, не вымываться пресной и морской водой [41].

Ввод твердых присадок в котлоагрегат осуществляют различными способами, в зависимости от поставленной задачи. Присадки либо предварительно добавляются в мазут в виде суспензий, либо распыливаются в потоке воздуха, идущего на горение, или в потоке газов хвостовой части котлоагрегата. При вводе присадок в топливо обеспечивается непрерывная их подача и равномерное опыление поверхностей нагрева. Метод ввода присадок должен выбираться на основании технико-экономического расчета, с учетом стоимости присадок и технологического оборудования для их ввода, а также эксплуатационных расходов. В настоящее время еще нет данных для такого всестороннего анализа методов ввода присадок [42, 44, 45, 46].

5.3. Влияние минеральных присадок на антикоррозионные свойства топочных мазутов

Из большого количества твердых присадок, испытанных на электростанциях как у нас, так и за рубежом, по совокупности показателей наилучшими в большинстве случаев оказались соединения, содержащие в своем составе магний. На электростанциях СССР из твердых присадок наиболее широко использовался каустический магнезит (MgO); за рубежом – главным образом доломит ($MgCO_3 \cdot CaCO_3$) [67, 68, 69, 82, 83, 84, 85, 86].

Действие твердых присадок зависит не только от их свойств, но и от места ввода их в котлоагрегат. При вводе присадок в зону низкотемпературных поверхностей нагрева присадки взаимодействуют с окислами серы SO_2 и SO_3 , сорбируя и связывая их с образованием при этом нейтральных химических соединений, в основном сульфатов. Они также могут препятствовать образованию дополнительных количеств SO_3 в дымовых газах, подавляя процесс каталитического окисления SO_2 . При образовании в дымовых газах серной кислоты твердые присадки нейтрализуют ее, что приводит к снижению t_p в дымовых газах.

При конденсации паров серной кислоты на поверхностях нагрева присадки, осаждаясь, нейтрализуют сконденсировавшуюся кислоту, предохраняя металл от коррозии и препятствуя образованию липких и прочных отложений на нем. Твердые частицы присадок способствуют механической очистке поверхностей нагрева от золовых отложений.

При вводе твердых присадок непосредственно в топку они вступают в химическое взаимодействие с наиболее опасными с точки зрения образования отложений и протекания высокотемпературной коррозии соединениями серы, ванадия и натрия, переводя их в химически неактивные вещества с более высокой температурой плавления. Благодаря этому отложения на поверхностях нагрева приобретают рыхлую структуру и частично осыпаются в виде твердых зерен [42].

Присадки при сжигании сернистых топлив вначале получили распространение в США. В СССР независимо от этих работ эффективность применения присадок была обнаружена в результате исследований, проведенных в 1954 г. на Грозненской ТЭЦ по предложению А.В. Синявского.

В качестве присадок использовались пушонка извести с содержанием 50–60 % СаО, а впоследствии и доломит – смесь карбонатов кальция и магния (СаО 30–34 %, MgO 21–22 %, CO₂ 38–48 %). Известь в количестве 0,1 % от веса сожженного топлива вдувалась сжатым воздухом 1 раз в смену в обе стороны топки. По опыту Грозненской ТЭЦ содержание СаО в отложениях на поверхностях нагрева котлов, в газоходы которых вводилась известь, увеличилось в 1,5–2,0 раза и значительно уменьшилась их кислотность. При этом структура отложений улучшилась, они стали хрупкими, легко счищаемыми. Эти опыты также показали, что известь целесообразно вводить в газовый тракт, что позволяет осуществлять подачу извести в отдельные газоходы, в соответствии с кислотностью отложений.

При вводе доломита на экранах образовывались осадения золы, настолько рыхлые, что под действием своего веса осыпались, и тепловосприятие экранов при работе котла не уменьшалось. Затраты на очистку поверхностей нагрева при вводе доломита с учетом стоимости присадки уменьшились почти в 10 раз [45].

В качестве присадки был использован и каустический магнезит (MgO 65–80 %), который вдувался в топку через два отверстия в задней стене в количестве 0,37–0,55 г/кг мазута.

В работе [44] изучено влияние доломита, каолина, MgO , $Mg(OH)_2$ на интенсивность коррозии образцов стали при $t = 650$ °С. При указанной температуре скорость коррозии оказалась меньше, чем при $t = 595$ °С без присадок.

В США фирмой Бабкок и Вилькокс на опытной установке проверялась эффективность различных присадок, повышающих температуру плавления золы, влияние их на количество и свойства отложений в интервале температур поверхностей 405–735 °С, характерном для условий работы пароперегревателей. Присадки смешивались с топливом до его сжигания. Считалось, что при этом увеличивается эффективность присадок вследствие равномерного диспергирования их в топливе и более тесного контакта с золой топлива во время горения. В качестве присадок опробованы алюминиевые металлические хлопья, алюминат натрия, алюминат кальция, окись алюминия гидратированная, алюминиево-магнезиальная смесь, каолин, силиций, этилсиликат, окись кальция, карбонат кальция, окись магния и карбонат магния. Очень хорошие результаты были получены при использовании окиси магния, карбоната магния, окиси кальция, карбоната кальция, алюминиево-магнезиальной смеси и алюминиевых металлических хлопьев. Отложения получались порошкообразные, легко удаляемые с поверхностей змеевиков, по сравнению со стекловидной, оплавленной золой, полученной без применения присадок [44, 44, 49].

Влияние доломита, каустического магнезита, окиси магния, цинка, а также других соединений, содержащих Mg и Zn , на точку росы и коррозию изучалось многими исследователями. По данным [42], при вводе доломита, извести и магнезита в количестве 0,1–0,2 % от веса топлива не достигается точка росы водяных паров, но снижение содержания SO_3 в дымовых газах оказывается достаточным для прекращения коррозии.

Из графика 5.2 видно, что для понижения температуры точки росы дымовых газов до точки росы водяных паров концентрация $Ca + Mg$ должна составлять 8 г на 1 кг мазута, что превышает стехиометрическое количество в 10 раз и соответствует расходу доломита 23 г на 1 кг мазута. Ввод доломита сопровождается увеличением заноса поверхности нагрева. Однако образование рыхлых и сыпучих отложений золы позволяет выполнять их очистку обычными методами.

Присадки, содержащие цинк и магний, – это твердые вещества, которые могут подаваться в топку или газоходы в виде тонко измельченного порошка. Эти присадки могут также вводиться в топливо в виде суспензии.

Так как эффективность соприкосновения окислов цинка и магния пропорциональна свободной поверхности частиц, то присадки должны быть тонко диспергированы.

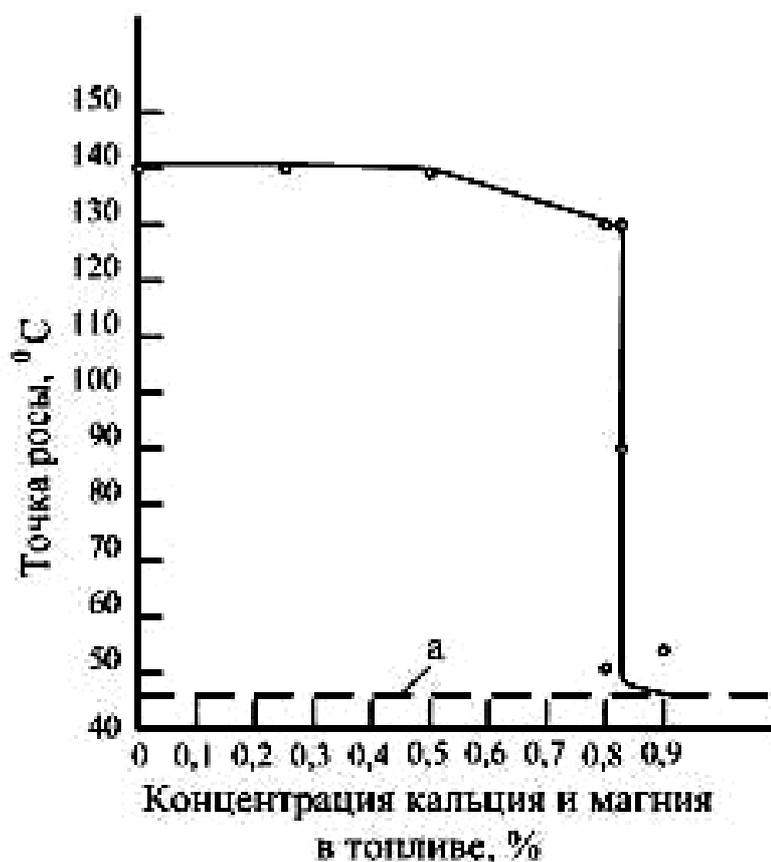


Рис. 5.2. Зависимость точки росы дымовых газов от концентрации присадки Ca + Mg, а – точка росы водяных паров

Однако концентрация присадок даже при очень тонком их измельчении оказывается значительно большей, чем это следует из стехиометрических расчетов, вследствие недостаточной эффективности соприкосновения реагирующих веществ [31].

Среди водорастворимых присадок довольно широкое распространение в энергетике получила присадка, созданная ВТИ на основе минерала бишофита и названная присадкой ВТИ-4ст. Активным началом этой присадки является ион магния, входящий в структуру кристаллического $MgCl_2$. Бишофит содержит 46–50 % активного вещества (хлористого магния) и влагу. В качестве растворимой присадки может также применяться безводный расплав $MgCl_2$, выпускаемый заводами цветной металлургии, а также водный раствор хлористого магния, являющийся отходом ряда химических производств [43, 49].

Присадка ВТИ-4ст и ее разновидности на основе магния предназначена для уменьшения коррозионной активности золы высокосернистого мазута. Повышение содержания магния в золе повышает температуру ее перехода в расплав, а образующийся оксид магния вступает в реакцию с триоксидом серы, связывая ее в нейтральные сульфаты, снижая тем самым содержание SO_3 в дымовых газах и их точку росы.

Благодаря присадке ВТИ-4ст снижается загрязнение поверхностей нагрева котлов при сжигании мазутов, особенно высокосернистых, и предотвращается их коррозионное повреждение.

Присадку ВТИ-4ст дозируют в количестве 1 кг на 1 т мазута. При содержании хлористых соединений в мазуте до 0,05 %, что соответствует содержанию хлор-иона 0,03 %, дозировка 1 кг $MgCl_2$ на 1 т мазута увеличивает содержание хлор-иона всего на 0,07 %, что неопасно с точки зрения коррозионной активности образующихся при сжигании мазута топочных газов.

Рабочий раствор присадки из твердых реагентов готовят в две стадии по концентрации (рис. 5.3). Сначала готовится концентрированный (примерно 25 % по массе) раствор, а затем он разбавляется до рабочей концентрации (10–15 % по массе). Оптимальная дозировка присадки зависит в основном от содержания соединений серы и ванадия в мазуте [39, 40, 43].

Так как растворение $MgCl_2$ в воде протекает с выделением теплоты, вследствие разогрева раствора в нем усиливается реакция гидролиза. Повышение концентрации хлористоводородной кислоты в воде может вызвать коррозию металла оборудования. Для ее подавления рекомендуется применять для приготовления концентрированного раствора $MgCl_2$ щелочную воду ($pH = 9,5–10$). Присутствующие в осадке гидроксид и хлороксид магния, вызывающие помутнение раствора, способствуют поддержанию pH раствора на принятом уровне, что обеспечивает защиту трубопроводов и оборудования от коррозии. Для большей надежности защиты оборудование рекомендуется покрывать перхлорвиниловым лаком в несколько слоев или полиэтиленовой пленкой.

Минеральная присадка на алюмосиликатной основе, представляющая собой смесь из кальциевой монтморилланитовой глины – 85 %, тринатрийфосфата – 10 % и бората натрия – 5 % разработана в САФНИИПромгаз. Добавка тринатрийфосфата и бората натрия, по мнению автора присадки Л.М. Цирульникова, способствует интенсификации процесса горения мазута.

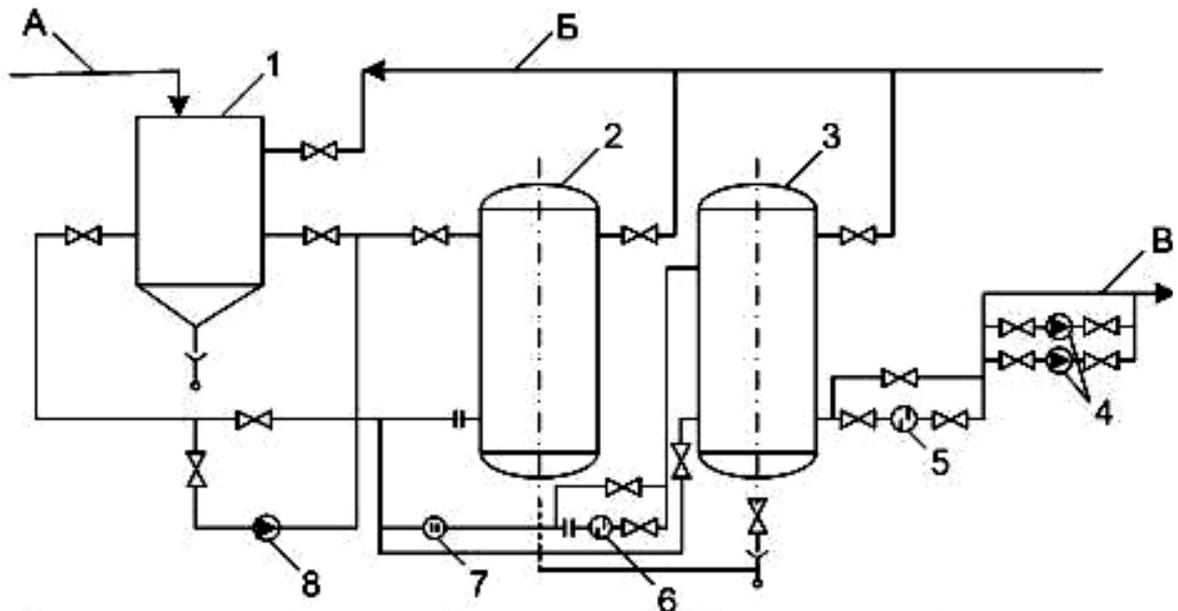


Рис. 5.3. Схема приготовления присадки ВТИ-4ст:

А – подача твердой присадки, Б – подача воды, В – выход готовой присадки: 1 – бункер-разбавитель; 2 – емкость с концентрированным раствором; 3 – емкость с готовым раствором; 4 – насос-дозатор; 5 – фильтр готового раствора; 6 – фильтр промежуточный; 7 – насос промежуточный; 8 – насос циркуляционный

Присадка диспергируется в мазуте в виде водной суспензии. При этом образуется эмульсия присадки с мазутом. Вследствие присутствия в присадке глинистых частиц, а в мазуте природных органических эмульгаторов (асфальтенов, карбенов, карбоидов) эмульсия оказывается гидрофобной и относится к типу «вода в масле». Частицы алюмосиликатов в этом случае распределяются по наружной поверхности капель воды и вместе с эмульгаторами мазута образуют сольватный слой, препятствующий агрегатированию капель и расслаиванию эмульсии.

Приготовление алюмосиликатной присадки проводится по схеме, показанной на рис. 5.4. Предварительно тонкоразмолотая присадка перемешивается в жидкостном диспергаторе 1. Образующаяся суспензия пропускается через фильтр 2, где отделяются от нее крупные включения (более 5 мкм), и поступает в расходную емкость 3, откуда с концентрацией 5–7 % насосом-дозатором 4 подается во всасывающие линии центробежных мазутных насосов высокого давления 5, которые обеспечивают равномерное распределение присадки в мазуте.

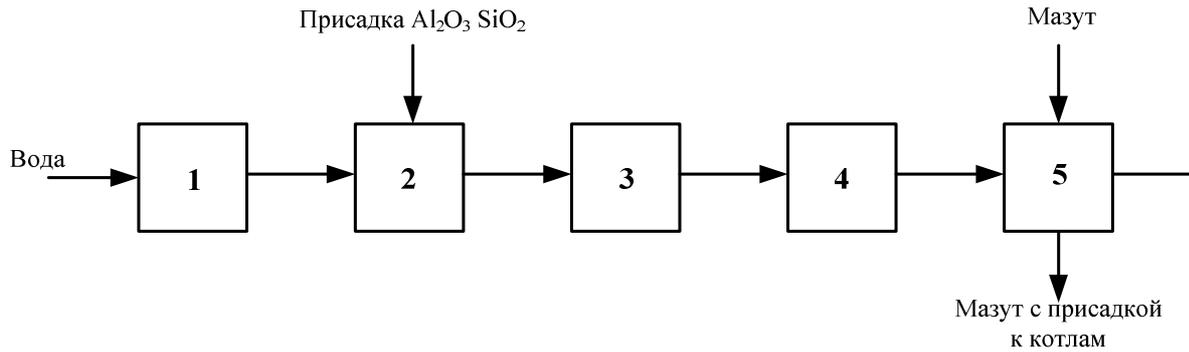


Рис. 5.4. Принципиальная схема приготовления алюмосиликатной присадки:
 1 – жидкостной диспергатор; 2 – механический фильтр для очистки присадки; 3 – расходная ёмкость; 4 – насос-дозатор присадки;
 5 – мазутный насос [17]

В США широкое распространение на электростанциях получили твердые присадки на магниевой основе, производимые компанией WITCO. К ним относятся присадки NYBASE M-12 и NYBASE M-14, содержащие соответственно 12 и 14 процентов (по массе) активного вещества в форме карбоната (сульфата) магния. Присадки имеют высокую дисперсность – средний размер частиц не превышает 0,2 мкм, что значительно увеличивает реакционную поверхность, повышая эффективность использования магния. Частицы активного вещества «мягкие» и поэтому не вызывают абразивного износа трубопроводов и конструктивных элементов форсунок. Присадки растворимы в воде и мазуте [62, 78, 79, 80, 82].

Исследования показали, что оптимальным соотношением в первый месяц использования присадки при загрязненном котле является соотношение: 3 части магния, содержащегося в присадке, на одну часть ванадия, содержащегося в мазуте.

Вводимая в мазут присадка NYBASE M-14, содержащая 14 % магния по массе должна быть разведена в нем в соотношении 1:467. Или, другими словами, на 1000 кг мазута необходимо ввести $1000:467 = 2,15$ кг присадки. После 1–2 месяцев использования присадки ее дозировку можно снизить втрое и довести до 0,7 кг присадки на тонну мазута. Себестоимость обработки мазута присадками без учета транспортных расходов и таможенных пошлин, по данным компании, составляет 0,6–1,5 % от его стоимости.

Опыт использования присадок к мазуту, сжигаемому в камерах сгорания газовых турбин, показал, что присадки на магниевой основе также снижают ванадиевую коррозию конструктивных элементов турбин при соотношении Mg: V = 2,5:1 [46].

Присадка Protea Coronata M-29 предназначена для борьбы с отложениями на огневой стороне и коррозией, вызываемой ванадием, натрием и серой, работает как катализатор горения и ингибитор шлака. Protea Coronata M-29 – жидкая маслорастворимая дисперсия, основанная на наноразмерной гидроокиси магния, рассредоточенной в модифицированной жирной кислоте. Содержание магния в продукте – около 30 % от веса. Активнодействующее содержание магния в продукте около 468 граммов на один литр. Продукт экологически безвреден и не требует каких-либо специальных мер при его транспортировке и применению. Высокая чистота продукта позволяет применять Protea Coronata M-29 как антикоррозийную добавку для всех типов энергетического оборудования, включая газовые турбины, паровые котлы и дизели. Маленький размер частиц позволяет присадке быть диспергированной в мазуте, формируя однородное устойчивое соединение. Protea Coronata M-29 может дозироваться для применения как непосредственно в мазутопровод перед горелками, так и в расходный резервуар. Protea Coronata M-29 менее абразивна к насосам, форсункам горелки и т.д., по сравнению с подобными изделиями, основанными на окиси магния. Продукт также менее чувствителен к влаге, по сравнению с другими подобными продуктами. Присадка подавляет вызванную ванадием коррозию, повышая температуру плавления зол к безопасным уровням, реагирует с ванадием, формируя ортованадаты магния (температура плавления 1150 °С). В течение процесса сгорания наноразмерные частицы гидроокиси магния высвобождаются от воды, вызывая микровзрывы при горении, т.е. превращаются в наноразмерные с низкой плотностью (1,6–1,9) и пористые частицы окиси магния.

Таким образом, Protea Coronata M-29 это диспергируемая в жидком топливе присадка для мазута, содержащая гидроокись магния, предназначена для оптимизации процесса горения, повышения точки плавления продуктов горения. Изделие предотвращает высокотемпературную ванадиевую коррозию в паровых котлах и газовых турбинах и понижает активность низкотемпературной серноокислотной коррозии [47].

Опыт применения присадок показал, что они одновременно способствуют улучшению структуры отложений на высокотемпературных и низкотемпературных поверхностях нагрева и уменьшают коррозию. Это, как было указано, обусловлено взаимосвязью коррозии и отложений золы и значительной общностью механизма их образования при сжигании высокосернистых мазутов. От прибавления присадок зола делается сыпучей и легко удаляется с поверхностей. При этом одновременно уменьшается и коррозия поверхностей [31].

Таким образом, в результате изучения влияния минеральных присадок на работу котлов была установлена возможность снижения коррозионной активности продуктов сгорания высокосернистых мазутов путем их нейтрализации присадками минерального характера, причем эффект от их применения заметно повышается при увеличении тонкости размола [40].

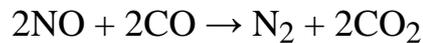
5.4. Влияние присадок на решение экологических проблем

При сжигании топочного мазута образуются окислы азота и серы, окись углерода, сажа, бензапирен и другие токсичные вещества, которые с дымовыми газами поступают в атмосферу. Сернистые соединения являются причиной эмиссии агрессивного и токсичного сернистого ангидрида. Снижение содержания серы в топливе ведет к общему уменьшению выбросов оксидов серы, которые вызывают раздражение органов дыхания и образование кислотных дождей. При этом отмечается также снижение количества твердых частиц в отработавших газах. Следствием этого является необходимость свести к минимальному содержание серы в жидких топливах. Как было описано выше, для нейтрализации окислов серы к мазутам добавляют щелочные присадки. Они преобразуют сернистые продукты в неорганические соединения [41]. В процессе сжигания топлив сера переходит не только в дымовые газы в виде окислов серы, но может, отчасти, связываться твердыми продуктами сгорания: золой и шлаком при сжигании угля, коксом и золовыми отложениями при сжигании мазута. Поэтому концентрации окислов серы в газах по длине газового тракта котла могут изменяться [33].

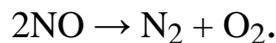
Добавление к топливу различных присадок приводит в ряде случаев к реакциям восстановления или разложения окиси азота.

Были исследованы 70 присадок к топливу, разделенных на семь категорий:

1. Растворимые металлоорганические соединения, являющиеся гетерогенными катализаторами восстановительных реакций



или реакций разложения



2. Вещества, связывающие или вызывающие рекомбинацию атомов кислорода: CCl_4 , $(\text{CF}_3)_2\text{CHOH}$.

3. Вещества, снижающие максимальную температуру путем увеличения радиации факела (дихлорпентандиен, образующий сажу; органометаллические соединения, образующие окислы) или вследствие протекания в факеле эндотермических реакций (эмульсии воды и спирта, нитрат аммония, муравьинокислый аммоний, ацетат гидразина).

4. Вещества, изменяющие гидродинамику факела (полиизобутилен, растворенные полимеры).

5. Вещества, задерживающие воспламенение (эфир, аналин) и тем самым уменьшающие время пребывания в высокотемпературной зоне.

6. Вещества, разлагающие NO по типу $\text{NO} + \text{NH} \rightarrow \text{N}_2 + \text{OH}$ (аналин, муравьинокислый аммоний, ацетат гидразина).

7. Комбинации веществ, усиливающие воздействие каждого из них (например, монель–0,7 Ni + 0,3C, или Sb + CCl_4) [48].

Авторами работы [25] показано, что эффективны лишь присадки металлоорганических соединениях, лучшие из которых снизили образование NO на 30 %. Однако применение этих присадок вызывает эксплуатационные трудности, связанные с опасностью образования отложений окислов металлов на поверхностях нагрева.

В работе [48] отмечается эффективность присадок к мазуту водных растворов MgCl_2 и алюмосиликатных соединений. В частности, введение 0,5 % MgCl_2 от расхода мазута M100 при сжигании его в котле ПК-41-1 при номинальной нагрузке с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,13$ снизило концентрацию NO на 15 %, а при избытке воздуха 8 %-ная концентрация NO уменьшилась вдвое.

Влияние алюмосиликатных соединений объясняется каталитическим воздействием их на процесс восстановления NO до N₂ в зоне высоких температур (выше 800 °С) и адсорбцией окислов азота частичками присадки в зоне низких температур (ниже 200 °С) [48].

Приведенные способы повышения качества топлива и полноты его сгорания непосредственно влияют на снижение вредных выбросов и сажи в отработавших газах, особенно при использовании тяжелых сортов топлив, которые в силу физико-химических свойств в чистом виде (без присадок) характеризуются повышенной неполнотой сгорания и дымностью, нагарообразованием, закоксовываемостью топливной аппаратуры и т.д.

Отметим, однако, что присадки, предназначенные для остаточных топлив, незаслуженно мало интересуют разработчиков, хотя топочные мазуты достаточно широко применяют во всех странах и особенно в России. Их разработкой занимаются не слишком крупные, но успешные фирмы. Ассортимент присадок для остаточных топлив, сложившийся в России, перестает удовлетворить новым условиям. Вовлечение в котельные топлива остатков термодеструктивных процессов (термокрекинга, висбрекинга) ведет к нарушению их агрегативной устойчивости: расслоению, образованию отложений, забивке систем подготовки топлив. Установлено, что отечественные, а также известные зарубежные присадки в данном случае неэффективны [49, 62].

5.5. Утилизация карбонатного шлама в качестве присадки к топочным мазутам

Обработка и хранение отходов является одной из самых важных проблем современности. После обработки отходов необходимо экономным способом решить проблему их дальнейшего хранения и, по мере возможности, их дальнейшей утилизации. Специфическим видом отходов являются различные типы шлама. Шлам может образоваться во время технологического процесса в различных отраслях промышленности или в домашнем хозяйстве.

В нашей стране и за рубежом ежегодно образуется сотни тысяч тонн отходов, одними из которых являются карбонатные. Их основными представителями являются карбонатный шлам – продукт водоумягчения известкованием и коагуляцией.

Карбонатный шлам как продукт, полученный химическим осаждением, обладает комплексом физико-химических свойств: определенным потенциалом ионизации, поверхностной активностью, высокой дисперсностью и т.д. Особенностью шламовых систем является присутствие в них адсорбционно-связанной воды, которая играет важную роль в процессе полярного электростатического взаимодействия. Жидкость создает условия подвижности частиц, что способствует образованию контактов и дает возможность осуществить их на большей площади.

Ежегодно в зависимости от объемов производства электрической и тепловой энергии образуется от 6,5 до 7 тысяч тонн шлама. В энергетике, традиционно, шламы ХВО складываются и временно накапливаются в шламоотвалах. После заполнения шламоотвалов до проектной отметки сброс шламовых вод прекращается, шламоотвал оставляется для обезвоживания шлама с целью его последующей очистки и подготовки к дальнейшему временному накоплению отхода. В этой связи самой большой проблемой в энергетике является утилизация большого количества шлама ХВО, который накапливается в шламоотвалах. На данный момент запасы таких отходов достаточны для того, чтобы начать их массовое и планомерное применение в энергетической отрасли.

Мы предлагаем использовать отход теплоэнергетического производства – карбонатный шлам, образующийся при подготовки питательной воды на теплоэлектростанциях [50, 84, 90, 93], в качестве многофункциональной присадки к мазуту. Использование карбонатного шлама возможно только после обезвоживания или сушки [35]. Высушенный шлам представляет собой сыпучий порошок от серого до бурого цвета с влажностью не более 15 % и массовой долей карбонатов $\text{Ca} + \text{Mg}$ – 80–88 %. Состав шламов, образующийся при известковании и коагуляции природных вод, зависит от состава обрабатываемой воды и режима обработки, однако, во всех случаях основным компонентом является карбонат кальция (75–85 %), а также гидроксиды магния и железа (по 4–8 %) и кремнекислые и органические соединения [35].

Данный отход производства уже применяется в качестве модифицирующих добавок к каучукам [51], сырья для производства вяжущих веществ в строительной индустрии [35], реагента для очистки маслоэмульсионных сточных вод [52], известковой муки в сельском хозяйстве, наполнителя для асфальтобетонов, для регенерации извести (например, Нижнекамская ТЭЦ-1) и т.д.

В области энергетики шлам, образующийся при водоумягчении природных вод тепловых электрических станций, до настоящего времени полезно не использовался. Но, учитывая его значительное количество, карбонатный шлам является доступной и дешевой присадкой к мазуту [50, 90, 93].

Данная присадка была испытана на мазутах марки М100. Карбонатный шлам добавлялся к 100 г мазута в количестве 0,5; 1; 1,5; 2; 3 и 4 г. Результаты опытов приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Таблица результатов анализа присадки

Определяемый показатель	Ед. изм.	Средний результат анализа для пробы мазута с присадкой (в г.)					
		0	0,5	1	2	3	4
Плотность при 20 °С	кг/м ³	975	974	975	972	910	986
Содержание серы	%	2,75	2,64	2,51	2,64	2,51	2,48
Содержание влаги	%	1,5	1,2	1,2	1,3	0,48	1,2
Вязкость условная при 80 °С	°ВУ	16,65	16,95	16,74	15,63	15,11	14,92
Калорийность низшая рабочая	кал/г	9445	9382	9389	9334	9244,5	9082
Температура застывания	°С	17	15,5	14,5	12,75	12	11,15
		Средний результат анализа для пробы ВМЭ с присадкой (в г.)					
Плотность при 20 °С	кг/м ³	968	–	964	956	978	963
Содержание влаги	%	19,2	–	16	16,4	14,4	13,2
Вязкость условная при 80 °С	°ВУ	32,57	–	39,57	41,1	38	38,56

Экспериментальные исследования по снижению коррозионной активности мазута марки М100 проводились методом медных пластинок в соответствии с ГОСТ 6321-92. Пробы мазута с присадкой выдерживались в водяной бане «Экрос» модель 4310М в течение трех часов. Результаты опыта показали, что снижение коррозионной активности обеспечивается при концентрации присадки 1–4,5 %. Однако депрессию температуры застывания на 5–7 °С – ГОСТ 20287-91 (рис. 5.5) и снижение условной вязкости исходного мазута на 10–15 % – ГОСТ 6258-85 (рис. 5.6), вызывает использование упомянутой присадки в концентрации 1–2 % [91]. Положительное действие на реологические свойства оказывают Al₂O₃, Fe₂O₃, RO, которые находятся в виде аморфных гидроксидов.

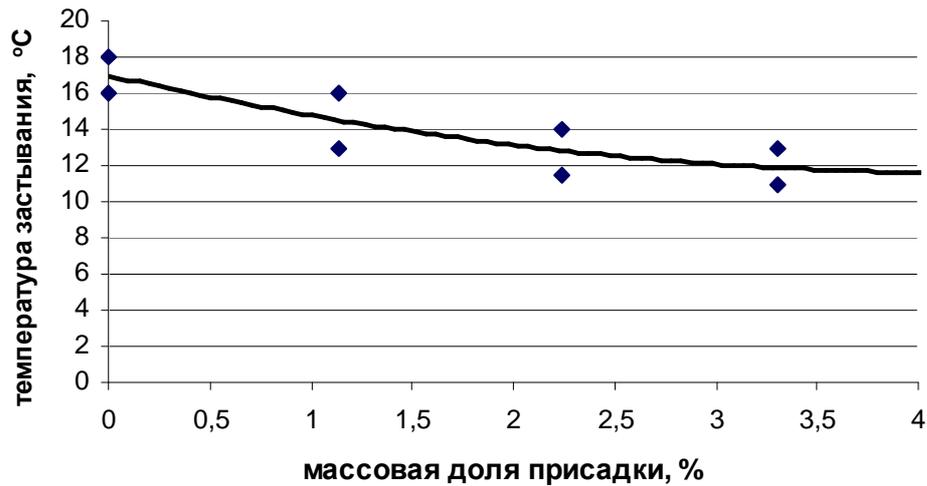


Рис. 5.5. Зависимость температуры застывания мазута М100 от концентрации присадки

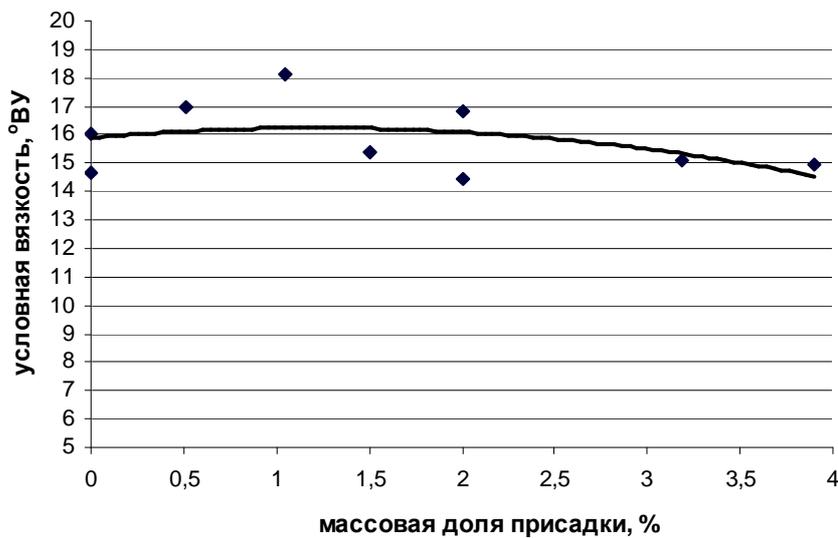


Рис. 5.6. Зависимость условной вязкости мазута М100 (при $t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$) от концентрации присадки

При проведении экспериментальных исследований в соответствии с ГОСТ 3877-88 содержание серы в испытуемом мазуте, при использовании упомянутой присадки снижается (рис. 5.7). Таким образом, предлагаемая присадка позволяет уменьшить генерацию одного из наиболее опасных коррозионных агентов, образующихся при сжигании мазута в парогенераторах, каким является серная кислота, пары которой, конденсируясь на поверхностях нагрева с температурой ниже $330\text{ }^{\circ}\text{C}$, вызывают их активную коррозию.

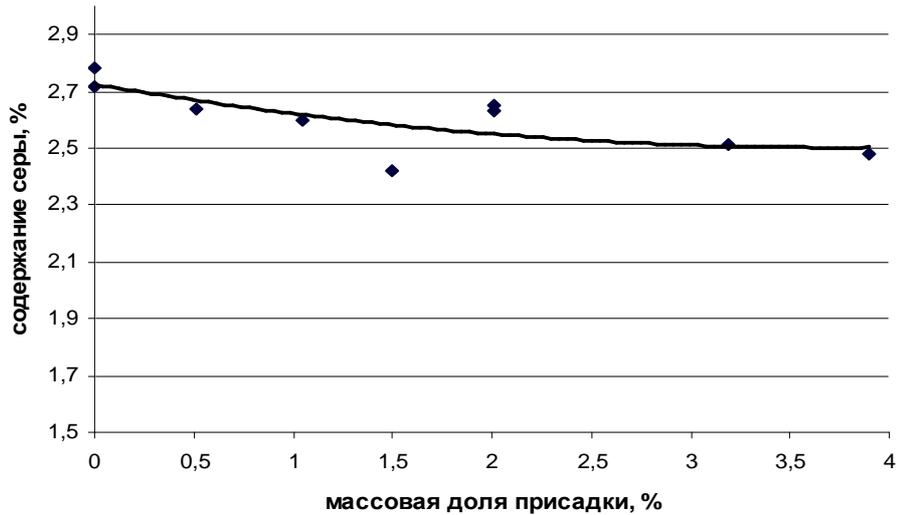


Рис. 5.7. Зависимость содержания серы в мазуте М100 от концентрации присадки

Однако по ГОСТ 21261-91 было установлено, что калорийность исходного мазута М100 при добавлении в него указанной присадки в количестве 1–2 % от его массы не изменяется (рис. 5.8). Следовательно, оптимальная концентрация присадки составляет 1–2 % от массы мазута, при которой она легко растворима в мазуте и в воде при температурах до 40 °С.

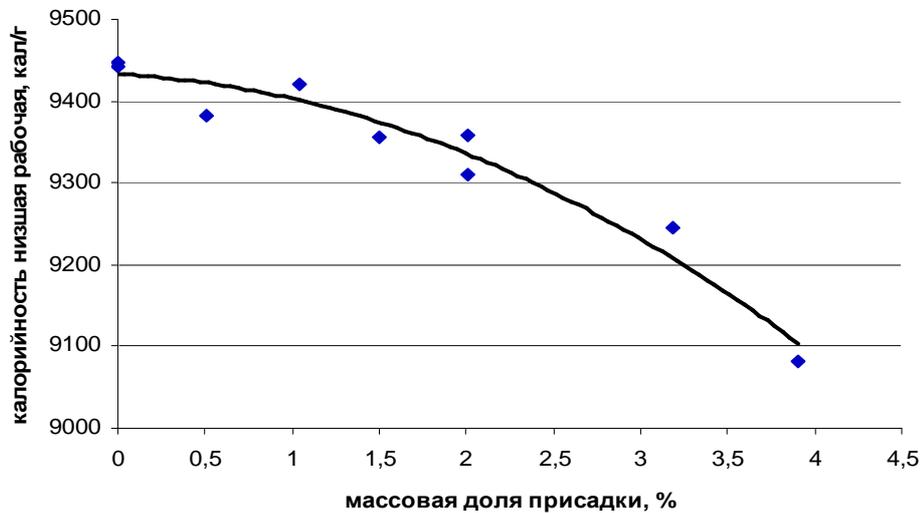


Рис. 5.8. Зависимость калорийности мазута М100 от концентрации присадки

Также данная присадка была испытана на водомазутной эмульсии (ВМЭ) состава 80 % мазута марки М100 и 20 % дистиллированной воды. Аналогично карбонатный шлам добавлялся к 100 г. ВМЭ в количестве 1, 2, 3 и 4 г.

При проведении экспериментов по ГОСТ 2477-65 было установлено снижение содержания воды в ВМЭ на 16–17 % (рис. 5.9) и увеличение условной вязкости на 25–26 % (рис. 5.10) при введении в нее указанной присадки в количестве 1–2 % от массы ВМЭ.

Таким образом, использование предлагаемой присадки позволяет улучшить антикоррозионные, депрессорные и вязкостные свойства мазутов, снизить объемы выбрасываемых загрязняющих веществ в атмосферу, продлить срок службы теплоэнергетического оборудования, а также повысить надежность его работы.

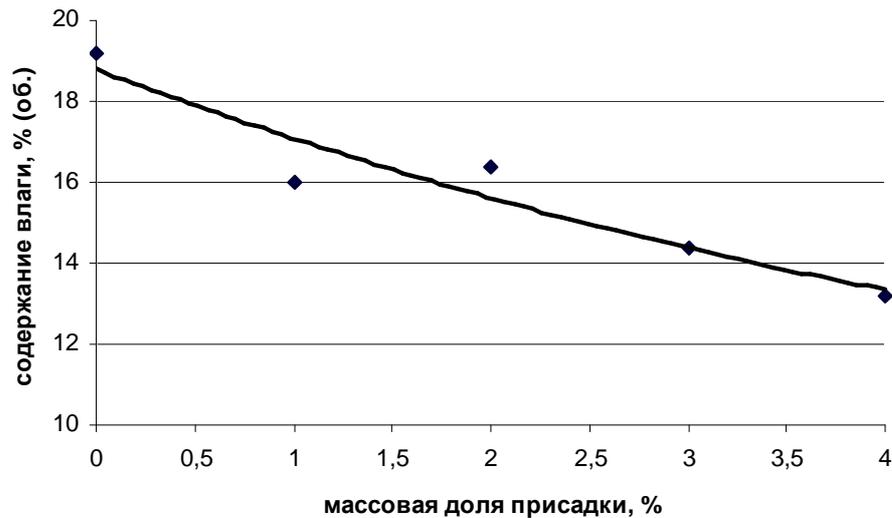


Рис. 5.9. Зависимость содержания влаги в ВМЭ от концентрации присадки

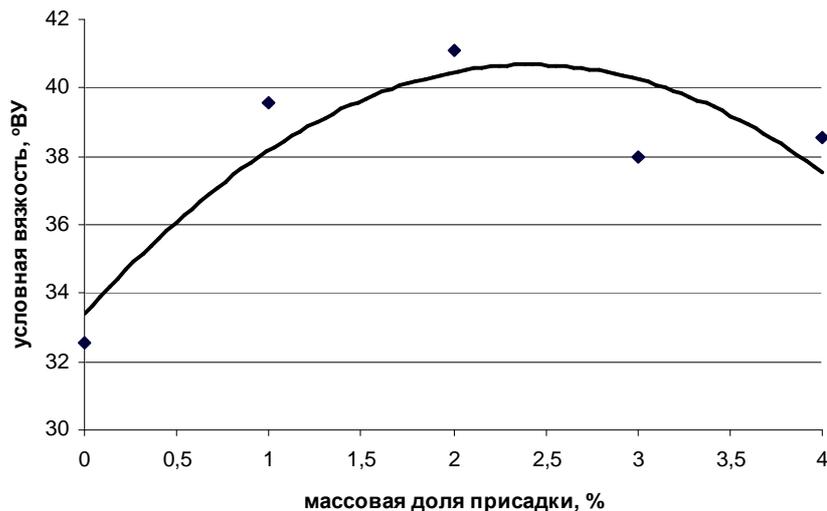


Рис. 5.10. Зависимость условной вязкости ВМЭ (при $t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$) от концентрации присадки

Нами разработана принципиальная схема дозирования данной присадки, которая представлена на рисунке 5.11. Сначала присадка ленточным конвейером 1 подается в грохот 2, т.к. важен дисперсный состав присадки. Затем присадка подается на ленточный весовой дозатор. Дозируемый материал через выпускное отверстие бункера 16 вытягивается лентой и подается на весоизмерительный транспортер 5, лента которого движется с постоянной фиксированной скоростью. Сигнал с силоизмерительного преобразователя 8, пропорциональный массе материала на ленте транспортера 5, подается через сумматор 9 на вход регулятора 11, где сравнивается с сигналом задатчика расхода массы 10.

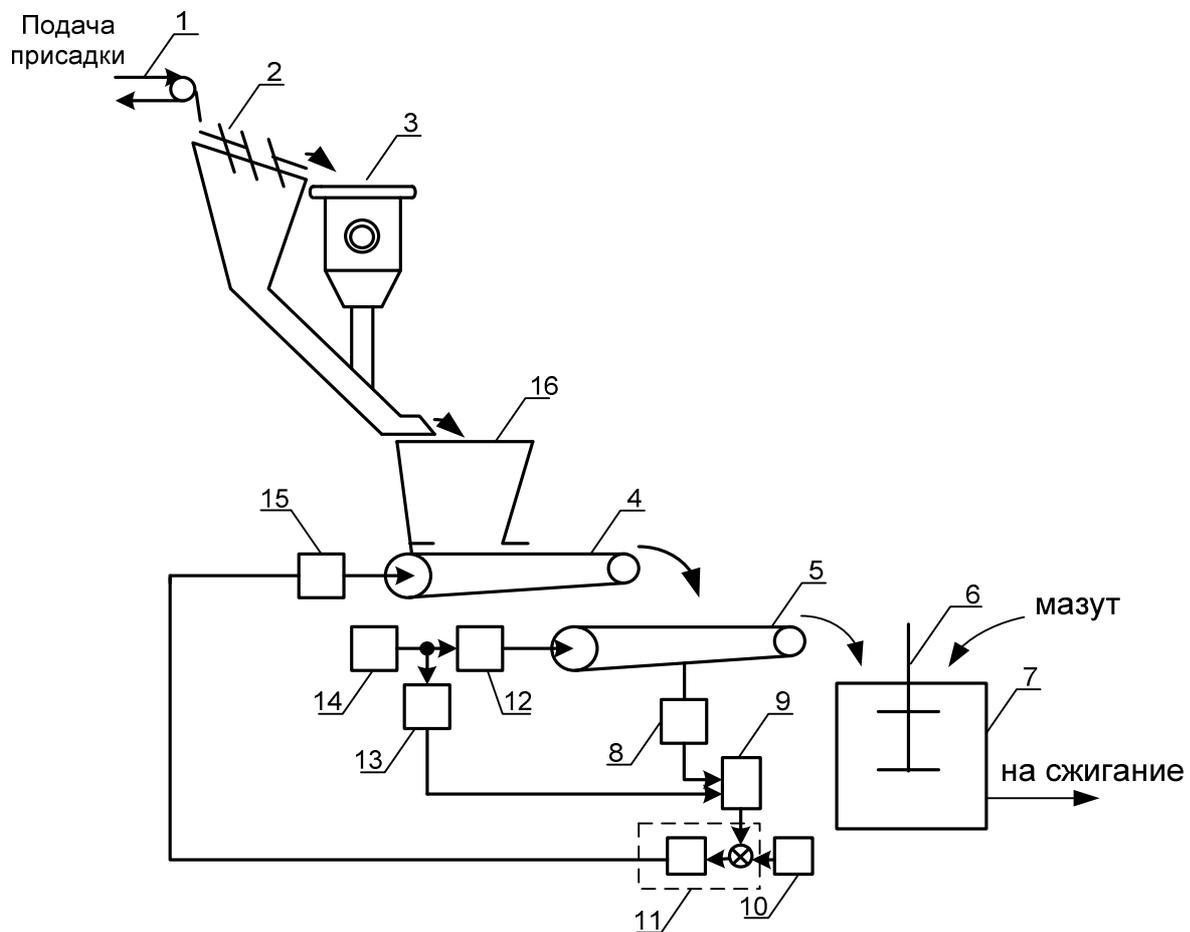


Рис. 5.11. Принципиальная схема дозирования присадки:
 1 – ленточный конвейер; 2 – грохот; 3 – дробилка; 4 – питатель;
 5 – весоизмерительный транспортер; 6 – мешалка; 7 – аппарат смешения;
 8 – силоизмерительный преобразователь; 9 – сумматор; 10 – задатчик;
 11 – регулятор; 12 – электродвигатель; 13 – преобразователь частоты;
 14 – источник напряжения; 15 – привод питателя; 16 – промежуточный бункер

Сигнал с выхода регулятора 11, пропорциональный рассогласованию между фактической и заданной производительностью, поступает на вход привода 15 питателя 4, приводя к изменению скорости движения ленты с устранением возникшего рассогласования.

Далее присадка подается в аппарат смешения с отражательными перегородками 7, где установлены турбинные мешалки 6 [55, 56].

При частоте источника напряжения 14 переменного тока, равной 50 Гц, сигнал на выходе преобразователя частоты 13 отсутствует и скорость движения транспортера 5 равна заданной. При возникновении отклонения частоты источника 14 от номинальной скорость ленты транспортера 5 меняется и приводит к изменению сигнала, снимаемого с выхода силоизмерительного преобразователя 8. При неизменном расходе на выходе питателя 4 сигнал на входе сумматора 9 остается по величине неизменным и обеспечивает заданный расход массы сыпучего материала. Кроме указанных позиций в схему входит электродвигатель 12. Ленточный дозатор является наиболее совершенным среди автоматических дозаторов непрерывного действия [55, 90, 93].

Расчет эффективности применения данной присадки проведен по методике [57, 58]. Результаты расчета эффективности применения карбонатного шлама в качестве присадки к мазуту представлены в табличной форме (табл. 5.2), использован современный метод дисконтированного денежного потока. Использование в расчётах такого методического подхода позволяет в допустимых рамках сделать принципиальные выводы об эффективности внедрения присадки с учётом следующих факторов: стоимости дозирующего устройства, присадки, типов котлов, режимных факторов, характеристик мазута, затрат на ремонт поверхностей нагрева, удельных расходов топлива, потерь топлива на пуски котлов и региональных особенностей. При проведении расчётов не учитываются социальные и иные внеэкономические эффекты. В таблице 5.2 представлены необходимые для проведения расчётов стоимостные и производственные показатели.

При повышении цен на мазут эффективность применения присадки увеличивается. А индекс доходности капитальных затрат изменяется от 4 и выше в зависимости от цены мазута и нормы дисконта.

В данной главе было предложено использовать в качестве доступной многофункциональной присадки к мазуту использовать отход теплоэнергетического производства – карбонатный шлам, образующийся при подготовке питательной воды на теплоэлектростанциях.

Таблица 5.2

Оценка экономической эффективности применения
присадки к мазуту М100

№ п/п	Наименование показателей	Размерность	Величина	
			Котел ГМ-50	Котел БКЗ-75-39ГМА
1	Расход мазута при максимально-допустимой нагрузке	тонна/ч	4,47	5,46
2	Стоимость мазута по факту 1 полугодия 2009 г.	руб/тонна	3500	
3	Стоимость присадки по факту 1 полугодия 2009 г.	руб/тонна	5600	
4	Ориентировочная стоимость дозирующего комплекса присадки с учётом монтажа	тыс. руб	1668	
5	Среднегодовая стоимость присадки в расчёте 10 кг на одну тонну мазута	тыс. руб/год	2192,8	2678,46
6	Годовые затраты на обслуживание и ремонт дозирующего устройства	тыс. руб/год	35	
7	Экономия затрат на топливо при внедрении присадки	тыс. руб/год	1370,5	1674,04
8	Экономия затрат на топливо при растопке котлов от снижения остановов по причине коррозии поверхностей нагрева	тыс. руб/год	5,9	
9	Снижение производственных издержек на проведение ремонтных работ, связанных с коррозией поверхностей нагрева	тыс. руб/год	7302,2	
10	Экономия затрат на топливо от снижения расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ	тыс. руб/год	266	
11	Эксплуатационные издержки I_t	тыс. руб/год	2227,8	2713,46
12	Экономия от внедрения R_t	тыс. руб/год	8942,2	9245,74
13	Чистый доход D_t ($\alpha_H = 24\%$)	тыс. руб/год	3835,26	3696,85
14	Срок окупаемости T_{OK}	мес.	6	

Данная технология позволяет утилизировать отход производства, исключить затраты на его транспортировку и воздействие на окружающую среду (в т.ч. на земельные ресурсы).

Экспериментально установлено, что предложенная присадка позволяет улучшить эксплуатационные свойства топочных мазутов (снизить вязкость, температуру застывания, содержание серы и воды, коррозионную активность).

Применение указанной присадки позволит сократить объемы выбрасываемых загрязняющих веществ в атмосферу, а также продлить срок службы теплоэнергетического оборудования и повысить надежность его работы [50, 84, 90, 93, 128].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нефтепродукты, свойства, качество, применение / Под ред. Б.В. Лосикова. – М.: Химия, 1966, – 502 с.
2. Основы современной энергетики / Под ред. Е.В. Аметистова. – М.: МЭИ, 2002, – 490 с.
3. Низамова А.Ш. Технология централизованного производства электрической энергии и теплоты / А.Ш. Низамова. – Казань: Каз. гос. энерг. ун-т, 2005, – 120 с.
4. Гайле А.А. Повышение качества топочных мазутов / А.А. Гайле, А.В. Костенко и др. // Химия и технология топлив и масел, 2005, №4, С. 3–9.
5. Статистический обзор мировой энергетики ВР, 2007 г.
6. ОПЕС World Oil Outlook, 2007 г.
7. Данные Федерального агентства по статистике за 2007 год
8. Справочник химика-энергетика. Энергетическое топливо (характеристика и контроль качества) / Под ред. С.М. Гурвича. – М.: Энергия, 1972, – 216 с.
9. Кузнецов А.В. Топливо и смазочные материалы / А.В. Кузнецов. – М.: КолосС, 2004. – 199 с.
10. Бесков В.С. Общая химическая технология и основы промышленной экологии / В.С. Бесков, В.С. Сафронов. – М.: Химия, 1999. – 470 с.
11. Чичибабин А.Е. Основные начала органической химии. Т.1 / А.Е. Чичибабин. – М.: Госхимиздат, 1963. – 912 с.
12. Бойко Е.В. Химия нефти и топлив / Е.В. Бойко. – Ульяновск: УлГТУ, 2007. – 60 с.
13. Зверева Э.Р. Технология топлива и энергетических масел / Э.Р. Зверева. – Казань: КГЭУ, 2008. – 163 с.
14. Общий курс процессов и аппаратов химической технологии / Под ред. В.Г. Айнштейна Кн.1. – М.: Логос, 2006. – 912 с.
15. Лисиенко В.Г. Хрестоматия энергосбережения. Кн. 2 / В.Г. Лисиенко, Я.М. Щелоков, М.Г. Ладыгичев. – М.: Теплоэнергетик, 2003, – 768 с.
16. Назмеев Ю.Г. Мазутные хозяйства ТЭС / Ю.Г. Назмеев. – М.: Изд-во МЭИ, 2002, – 612 с.
17. Белосельский Б.С. Подготовка и сжигание высокоподогретых мазутов на электростанциях и в промышленных котельных / Б.С. Белосельский, Б.Ф. Глухов. – М.: Изд-во МЭИ, 1993, – 72 с.

18. Равич М.Б. Эффективность использования топлива / М.Б. Равич. – М.: Наука, 1977.
19. Дияров И.Н. Химия нефти / И.Н. Дияров, И.Ю. Батуева, А.Н. Садыков, Н.Л. Солодова. – Л.: Химия, 1990. – 240 с.
20. Лаптев А.Г. Технология термической переработки твердого топлива / А.Г. Лаптев, Э.Р. Зверева. – Казань: КГЭУ, 2006. – 144 с.
21. Белосельский Б.С. Технология топлива и энергетических масел / Б.С. Белосельский. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 340 с.
22. Эксплуатация магистральных нефтепроводов. / Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 305 с.
23. Школьников В.М. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение / В.М. Школьников. – М.: Химия, 1989, – 168 с.
24. Лисиенко В.Г. Хрестоматия энергосбережения. Кн.1 / В.Г. Лисиенко, Я.М. Щелоков, М.Г. Ладыгичев. – М.: Теплоэнергетик, 2003, – 688 с.
25. Винтовкин А.А. Технологическое сжигание и использование топлива / А.А. Винтовкин, М.Г. Ладыгичев и др. – М.: Металлургия, 1998. – 286 с.
26. Воликов А.И. Сжигание газового и жидкого топлива в котлах малой мощности / А.И. Воликов. – Л.: Ленхиммаш, 1989, – 178 с.
27. СНиП2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика / Минстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1997.
28. Ляндю И.М. Сжигание топочного мазута и газа в промышленных котельных / И.М. Ляндю. – Л.: Государственное энергетическое издательство, 1963, – 208 с.
29. Померанцев В.В. Основы практической теории горения / В.В. Померанцев. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986, – 312 с.
30. Винтовкин А.А. Современные горелочные устройства (конструкции и технические характеристики) / А.А. Винтовкин, М.Г. Ладыгичев, В.Л. Гусовский, А.Б. Усачев. – М.: Машиностроение-1, 2001, – 496 с.
31. Геллер З.И. Высоковязкие мазуты как котельное и печное топливо / З.И. Геллер. – М.: Гостоптехиздат, 1959, – 280 с.
32. Федосов А.А. Технология централизованного производства электрической энергии и теплоты / А.А. Федосов, Н.Д. Чичирова. – Казань: Каз. гос. энерг. ун-т, 2003, – 92 с.
33. Контроль вредных выбросов ТЭС в атмосферу / Под ред. П.В. Рослякова. – М.: Изд-во МЭИ, 2004, – 228 с.
34. Сигал И.Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива / И.Я. Сигал. – Л.: Недра, 1988.

35. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций / Под ред. А.С. Седлова. – М.: Изд-во МЭИ, 2001, – 378 с.
36. Иванов В.М. Топливные эмульсии / В.М. Иванов. – М.: Академия наук СССР, 1962.
37. Хилько С. Л. Физико-химические основы приготовления эмульсионных топлив / С. Л. Хилько, Е.В. Титов // Химия и технология топлив и масел, 2007, №5, с. 51–56.
38. Кормилицин В.И. Комплексная экосовместимая технология сжигания водомазутных эмульсий и природного газа с добавками сбросных вод / В.И. Кормилицин, М.Г. Лысков, А.А. Румынский // Теплоэнергетика, 1996, №9, с. 13–17.
39. Зверева Э.Р. Повышение технико-экономических и экологических показателей мазутных хозяйств / Э.Р. Зверева, Л.В. Ганина // Энергетика Татарстана, 2007, №2 (6), с. 62–66.
40. Зверева Э.Р. Влияние эмульгирования жидкого топлива на решение экологических проблем энергетики / Э.Р. Зверева, Л.В. Ганина // Сборник конкурсных работ Всероссийского смотра-конкурса научно-технического творчества студентов ВУЗов «ЭВРИКА–2006». – Новочеркасск, 2006, с. 275–276.
41. Зубрилов С.П. Охрана окружающей среды при эксплуатации судов / С.П. Зубрилов. – Л.: Судостроение, 1989, – 256 с.
42. Белосельский Б.С. Сернистые мазуты в энергетике / Б.С. Белосельский, В.Н. Покровский. – М.: Энергия, 1969, – 420 с.
43. Данилов А.М. Применение присадок в топливах / А.М. Данилов. – М: Мир, 2005, – 288 с.
44. Геллер З.И. Мазут как топливо / З.И. Геллер. – М.: Недра, 1965.
45. Верховский Н.И. Сжигание высокосернистого мазута на электростанциях / Н.И. Верховский и др. – М.: Энергия, 1970, – 447 с.
46. Морозов И.П. Применение присадок при сжигании мазутов на электростанциях и промышленных котельных / И.П. Морозов, Б.С. Белосельский, В.М. Смирнов, В.А. Тумановский, В.Э. Замерград // Энерго-пресс №18/232.
47. Заключение по работе «Проведение промышленных испытаний присадки Protea Coronata M-29 при сжигании мазута на газомазутных ТЭЦ», ВТИ-2006, Москва.
48. Лавров Н.В. Процессы горения топлива и защита окружающей среды / Лавров Н.В. и др. – М.: Металлургия, 1981, – 218 с.
49. Данилов А.М. Присадки к топливам / Данилов А.М // Химия и технология топлив и масел, 2007, №2, с.47–56.
50. Зверева Э.Р., Ганина Л.В. Присадка к мазуту: патент на изобретение, заявка № 2007136395/04 от 01.10.2007 Рос. Федерация, положительное решение от 06.03.2009.

51. Копылов А.С. Водоподготовка в энергетике / А.С. Копылов, В.М. Лавыгин, В.Ф. Очков. – М.: МЭИ, 2003. – 309 с.

52. Халтурина Т.И., Пазенко Т.Я., Острикова Т.А. Обезвреживание и утилизация твердых отходов. Тезисы докладов конференции 16–17 мая 1991года. – Пенза: ПДЭНТП, 1991, с. 22.

53. Зверева Э.Р. Повышение технико-экономических показателей мазутных хозяйств / Э.Р. Зверева, А.Г. Лаптев, Л.В. Ганина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2007, №11–12, с. 12–18.

54. Зверева Э.Р., Ганина Л.В. Повышение экологической безопасности мазутных хозяйств электростанций // Материалы докладов VI школы-семинара молодых ученых и специалистов акад. РАН В.Е. Алемасова «Проблемы тепломассообмена и гидродинамики в энергомашиностроении», Казань: Изд-во КГУ, 2008, с. 402–404.

55. Каталымов А.В. Дозирование сыпучих и вязких материалов / А.В. Каталымов, В.А. Любартович. – Л.: Химия, 1990, – 230 с.

56. Штербачек З. Перемешивание в химической промышленности / З. Штербачек, П. Тауск /Под ред. И.С. Павлушенко. – Л.: Госхимиздат, 1969, – 416 с.

57. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г.– М.: ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000, – 421 с.

58. Методика определения предотвращенного экологического ущерба. – М.: Комитет РФ по охране окружающей среды, 1999.

59. Хомченко И.Г. Общая химия / И.Г. Хомченко. – М.: ООО «Издательство Новая Волна»: ЗАО «Издательский Дом ОНИКС», 1999.

60. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС / В.В. Жабо. – М.: Энергоатомиздат, 1992, – 240 с.

61. Неуймин В.М. ОАО РАО «ЕЭС России» завершает функционирование, проблемы экологии в электроэнергетике остаются и обостряются / В.М. Неуймин // Энергосбережение и водоподготовка, 2008, №4, с. 2–6.

62. Зарубежные топлива, масла и присадки / Под ред. И.В. Рожкова, Б.В. Лосикова. – М.: Химия, 1971. – 328 с.

63. Лаптев А.Г., Фарахов М.И. Разделение гетерогенных систем в насадочных аппаратах / А.Г. Лаптев, М.И. Фарахов. – Казань: КГЭУ, 2006. – 342 с.

64. Эрих В.Н. Химия и технология нефти и газа / В.Н. Эрих, М.Г. Расина, М.Г. Рудин. – Л.: Энергия, 1985. – 256 с.

65. Хзмалян Д.М. Теория горения и топочные устройства / Д.М. Хзмалян. – М.: Энергия, 1976.
66. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии / А.Г. Касаткин. – М.: ООО ИД «Альянс», 2006. – 753 с.
67. Herbstmann Sh. // Chemtech.1990.V.20 № 4. P 212–217.
68. Hammeri R., Roniski T., Weir J. // SAE Techn. Pap. Ser.1991. №912436. P. 1–13.
69. Unzelman G. // Petr. Ref. 1984, № 1. P. 39–45.
70. Нефтяные центробежные насосы. Каталог. – М.: ЦИНТИ химнефтемаш, 1980.
71. Центробежные нефтяные насосы для магистральных трубопроводов. Каталог. – М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1989.
72. Абдо Х.М.А., Колесников И.М., Колесников С.И. Вязкость эмульсии вода-мазут с разной концентрацией воды / Х.М.А. Абдо, И.М. Колесников, С.И. Колесников // Химия и технология топлив и масел, 2007, №5, с. 33–35.
73. Cole R., Talor M., Ross F. // Conf. Petrol Based Feuls and Automat. Apple. London 1986. P. 55–65.
74. Справочник химика-энергетика / под общей ред. С.М. Гурвича. – М.: Энергия, 1972. – 216 с.
75. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. – СПб.: АНО НПО «Мир и Семья», 2003. – 904 с.
76. Николаев А.Н. Очистка газовых выбросов ТЭС, работающих на твердом и жидком топливе / А.Н. Николаев, А.В. Дмитриев, Д.Н. Латыпов. – Казань.: ЗАО «Новое знание», 2004. – 135 с.
77. Крейнин Е.В., Михалина Е.С. Выбросы в атмосферу в электроэнергетике / Е.В. Крейнин, Е.С. Михалина // Экология и промышленность России, 2002, с. 9–13.
78. Hinkamp J. // Oil & Gas J. 1983. V.81. №37. P. 170, 172,177–178.
79. Dewimille B., Duricz G., Rabillound J., Bonhoure F., Moulinier P., Beziau C. // Rev. Inst. Fr. Petr. 1997. V.52. №6. P. 643–649.
80. Parkinson G. // Chem. Eng. 1998. V.105. №1. P. 48.
81. Зверева Э.Р., Ганина Л.В. Анализ ресурсосберегающих технологий в мазутном хозяйстве ТЭС // Тезисы докладов 15-ой Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика», Т.3. – М.: МЭИ, 2009, – с. 158–159.
82. Scherepfer M., Arnold R., Stansky C. // Oil & Gas J. 1984. V.82. №3. P. 79–84.
83. Пат. США 3746520 (1973) // Ranney Fuel additives. New York: No yes Data Corp. 1974. P. 49.

84. Зверева Э.Р. Повышение экологической безопасности мазутных хозяйств / Э.Р. Зверева А.Г. Лаптев, Л.В. Ганина, И.А. Андрюшина // «Энергосбережение и водоподготовка», 2009, № 4(60).с. 20–21.
85. Peila R. // Oil & Gas J. 1991. V.89. №6. P. 53–57.
86. Letoffe J., Claudy P., Vassilakis D., Damin B. // Fuel. 1995. V.74. №12. P. 1830–1833.
87. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа / А.К. Мановян. – М.: Химия, 1999. – 568 с.
88. Лебедев Н.Н. Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза / Н.Н. Лебедев. – М.: Химия, 1988. – 590 с.
89. Смидович Е.В. Технология переработки нефти и газа. Ч.2 / Е.В. Смидович. – М.: Химия, 1989. – 328 с.
90. Зверева Э.Р. Влияние присадки на эксплуатационные свойства топочных мазутов / Э.Р. Зверева, Л.В. Ганина, И.А. Андрюшина // «Химия и технология топлив и масел», 2009, № 5 с. 31–33
91. Radvey J. // Chem. Eng. 1980. V.87. №14. P. 155–160.
92. Fuel additive dosing method and system for on board vehicle use//Пат. США №6276310, 2001 (РЖ ДВС 02 10–39.94 П).
93. Зверева Э.Р. Исследование влияния многофункциональной присадки на эксплуатационные свойства мазутов / Э.Р. Зверева, А.Г. Лаптев, Л.В. Ганина, И.А. Андрюшина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2009. № 11 с.
94. Косарев Ю.А. ТЭК и экономика России: вчера–сегодня–завтра. Взгляд из 2007 года / Ю.А. Косарев. – М: ИЭС, 2007. – 212 с.
95. Троицкий А.А. Энергоресурсы и развитие экономики России / А.А. Троицкий. – Энергия: Экон., техн., экол, 2008, №10, с. 21–29.
96. Исаков Г.И. Уровень социального развития и доказанные запасы нефти, природного газа, гидроэлектроэнергии, ядерной энергии в мире / Г.И. Исаков, Т.Н. Визироглу, В.Г. Исакова, С. Сойхан Хакаи, Гокан Джонскун // Альтернативная энергия и экология. 2009, №2, с. 117–126.
97. Язев В. Тенденции развития мировой топливно-энергетической базы. Энергетика / В. Язев. Энергосбережение. Экол. 2008, Дек., прил., с. 9–12.
98. Jobs Ulrich. Was trigger Energieinvestitionen fur die Zukunft und was sollte sie destimmen? Atw.2008. 53, №3, с. 157–165.
99. Иванов А.С. Глобальная энергетическая безопасность. На пути взаимного сотрудничества. Бурение и нефть. 2007, №11, с. 12–15
100. Велихов Е.П. Эволюция энергетики в XXI веке / Е.П. Велихов, А.Ю. Гагаринский, С.А. Субботин, В.Ф. Цибульский. – М.: ИЗДАТ, 2008. – 160 с.

101. Онищенко Г.Б., Лазарев Г.Б. Развитие энергетики России, Направления инновационно-технологического развития / Г.Б. Онищенко, Г.Б. Лазарев. – М.: Россельхозакадемия, 2008. – 199 с.

102. Гусева Т.В. К вопросу повышения эффективности генерации энергии и сокращения выбросов парниковых газов предприятиями энергокомплекса РФ / Т.В. Гусева, В.А. Малков, А.Н. Варнаков. – Энергонадзор-информ. 2007, №4, с. 36–39.

103. Прокофьев И. Зигзаги нефтяной гонки. Мир нефтепродуктов / И. Прокофьев 2007, №7, с. 3–5.

104. Cavallaro F. EPA's new PM standarts / Power Eng 2006, 110, №11, с. 40–42.

105. Abscheidung fur Kraftwerksneubauten. ew. Elektrizitätswirt, 2009. 108, №6, с. 8–10.

106. Frese Oliver. Moderne Kraftwerkstechnik ein Erfolgsfaktor im Klimaschutz, ew. Spez. 2009. 108, №2, с. 12–13.

107. Калимуллин И.Р., Латыпов Д.Д., Дмитриев А.В. Применение аппаратов с интенсивными гидродинамическими режимами для снижения выбросов двуокси углерода / И.Р. Калимуллин, Д.Д. Латыпов, А.В. Дмитриев // Вестн. Казан. Технологич. Ун-та, 2009, №3, ч.1, с. 15–19.

108. Гумерова Г.Х. Очистка низконапорных газовых выбросов энергетических установок в аппаратах вихревого типа с пористыми вращающимися распылителями / Г.Х., Гумерова, А.В. Дмитриев, Н.А. Николаев // Промышленная энергетика. 2009, №6, с. 59–62.

109. Вихрев Ю.В. О разработке новых систем связывания диоксида углерода на электростанциях(ОАО ВТИ) / Ю.В. Вихрев // Энергетик. 2009, №5, с. 33–34.

110. Whitehouse Michael? Rileu Gerry Minimising the impastaf NO_x reduction technology on operability and reformance / Mod / Power Syst / 2008, 28, №10, с. 16, 18–20.

111. Shanthakumar S., Singh D.N., Rhadke K.S. Flue gas conditioning for reducing suspended particulate matter from thermal power stations. Progr. Energy and combust. Sci. 2008. 34 № 6 с. 685–695.

112. Studie untersucht ökonomische effekte der einföhrung von CCS, ew. spez. 2009. 108, №2, с. 8.

113. Norway leads the way on CCS. Power (USA). 2009. 153 №4, с. 8.

114. Wiese Lars, Kofe Helmut, Wendt Andreas, Shuknecht Michael, Krirchen Lars. Carbon-capture-ready-Zertifizierung der E. On-neubauprojekte «Anywerpen» und «Kraftwerk». «50 plus» durch den TÜV NORD. VGB Power Tech. Int. Ed. 2009. 89 №1–2. с.88–91.

115. Norway's (not so) new player aims at amines. (Aker clean Carbon-Norway) Mod. Power Syst. 2008. 28, №10, с.15.

116. Goldring John. More efficiency or less NO_x? You can have you cake and eat it. (RJM International, Winchester, UK). Mod. Power Syst. 2008. 28, №10, с. 22–24.

117. Derksen Marso. Ultra-low NO_x combustion in industrial water-steam systems. VGB Power. Tech. Int. Ed. 2009. 89, №4, с. 37–48.

118. Energieverbraucher sorgen sich um Klimaschutz-aber nicht um jefen. Preis. Ew: Elenktrizitätswirt. 2009. 108, №4, с. 12.

119. Лысова Е.П. Контроль и управление выбросами ТЭЖ / Е.П. Лысова, Ю.В. Елецкая, П.В. Ломакин // Безопасность жизнедеятельности. Охрана труда и окружающей среды. 2006, №10, с. 24–27.

120. Веднученко В.Р. Улучшение энергетических и теплофизических характеристик жидкого нефтяного топлива низкосортных марок при его сжигании в топках котельной / В.Р. Веднученко, Н.В. Жданов, Е.В. Макарова // Промышленная энергетика. 2009, №4, с. 49–51.

121. Probert Tim. Controlling a Hungarian NO_x uprising. Power Eng. Int. 2008. 16, №10, с. 46–49.

122. Ежов В.С. Энергосбережение при очистке дымовых газов от окислов азота / В.С. Ежов // Энергосбережение и водоподготовка. 2008, №2, с. 63–65.

123. Бернер Г.Я. Очистка газов от сернистых соединений за рубежом / Г.Я. Бернер // Новости теплоснабжения. 2008, №4, с. 35–36.

124. Верещагин И.П. Повышение эффективности работы электрофильтров с агрегатами АТФ / И.П. Верещагин, Л.П. Баранов, Т.С. Голоднова, А.А. Иванов // Энергетик. 2008, №3, с. 36–37.

125. Буренин В.В. Очистка газовоздушных выбросов тепловых электрических станций / В.В. Буренин // Экология производства. 2008, №2, прил. Энергетика, с. 4–6.

126. Автономов А.Б., Морозов О.В. Повышение эффективности работы мазутных ТЭС с использованием присадок на основе гидроокиси магния / А.Б. Автономов, О.В. Морозов // Энергетик. 2008, №3, с. 13–16.

127. Зверева Э.Р. Технология топлив и энергетических масел / Э.Р. Зверева. – Казань: Каз. гос. энерг. ун-т, 2008. – 164 с.

128. Зверева Э.Р. Экспериментальное исследование эффективности присадки к мазуту/ Э.Р. Зверева, Л.В. Ганина, И. Я. Андрюшина // Теплоэнергетика. 2010, №6, с. 69–71.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА И СВОЙСТВА	
ТОПОЧНЫХ МАЗУТОВ.....	6
1.1. Основные методы переработки нефти.....	9
1.2. Состав мазутов и его влияние на работу котлов.....	32
1.3. Технологические свойства мазутов.....	41
1.4. Классификация мазутов по маркам.....	58
ГЛАВА 2. МАЗУТНЫЕ ХОЗЯЙСТВА ТЕПЛОВЫХ	
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ.....	60
2.1. Назначение и роль систем хранения и подготовки жидкого топлива на ТЭС.....	60
2.2. Топливное хозяйство электростанций, работающих на мазуте.....	61
2.3. Классификация схем мазутных хозяйств.....	64
2.4. Методика и примеры расчета основных характеристик мазутного хозяйства.....	70
ГЛАВА 3. ПРОЦЕССЫ ГОРЕНИЯ И ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ	
ВЫСОКОСЕРНИСТЫХ ТОПОЧНЫХ МАЗУТОВ.....	74
3.1. Горение капли мазута.....	74
3.2. Распыливание топлива и виды форсунок.....	79
3.3. Загрязнение и коррозия поверхностей нагрева при сгорании высокосернистых топочных мазутов.....	93
3.4. Вредные выбросы ТЭС в атмосферу.....	96
3.5. Очистка дымовых газов.....	99
ГЛАВА 4. ТЕХНОЛОГИЯ ЭМУЛЬГИРОВАНИЯ	
ЖИДКИХ ТОПЛИВ.....	102
4.1. Водомазутная эмульсия как новый вид топлива.....	102
4.2. Технологические свойства водомазутных эмульсий.....	107
4.3. Эффективность использования эмульгированного топлива.....	110
4.4. Расчет эффективного соотношения эмульсии.....	111

ГЛАВА 5. ПРИСАДКИ К ТОПОЧНЫМ МАЗУТАМ.....	149
5.1. Назначение и принцип действия присадок к остаточным топливам.....	149
5.2. Факторы, влияющие на эффективность действия твердых присадок.....	153
5.3. Влияние минеральных присадок на антикоррозионные свойства топочных мазутов.....	154
5.4. Влияние присадок на решение экологических проблем.....	162
5.5. Утилизация карбонатного шлама в качестве присадки к топочным мазутам.....	164
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	174

Научное издание

Зверева Эльвира Рафиковна

**РЕСУРСО-,
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В МАЗУТНЫХ
ХОЗЯЙСТВАХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

МОНОГРАФИЯ

Редактор издательского отдела О.В. Ханжина
Компьютерная верстка О.В. Ханжина

Подписано в печать 13.10.10.

Формат 60×84/16. Бумага «Business». Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.

Усл. печ. л. 10,7. Уч.-изд. л. 12. Тираж 500 экз. Заказ № 3929

Издательство КГЭУ, 420066, Казань, Красносельская, 51

Типография КГЭУ, 420066, Казань, Красносельская, 51



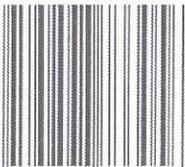
Зверева Эльвира Рафиковна

Кандидат химических наук, профессор кафедры технологии воды и топлива Казанского государственного энергетического университета.

Область научных интересов - ресурс-, и энергосберегающие технологии в топливных хозяйствах ТЭС.

Автор более 80 научных трудов и 6 учебно-методических пособий, патента на изобретение «Присадка к мазуту» № 2363722.

ISBN 978-5-89873-305-6



9 785898 733056