

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО-
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**

**БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ**

Факультет «Химическая - технология»

Кафедра «Технология нефтегазохимической промышленности»

Допускается к защите

Декан факультета «ХТ»
доц. Атауллаев Ш.Н. _____

и.о. Заведующей кафедры «ТНГХП»
к.х.н. Шарипов К.К. _____

Регистрационный номер № _____
«__» _____ 2014 год

«__» _____ 2014 год

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

**Тема: Методы получения смолисто-асфальтеновых веществ из
нефтей и отхода переработки НПЗ**

ВЫПОЛНИЛА: студентка группы 1-10 НГКИТ
Кудрина Оксана

РУКОВОДИТЕЛЬ: **С.С. Мирзаев**

День защиты _____

Протокол КГА _____

Оценка КГА _____

Секретарь КГА _____

БУХАРА 2014

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО-СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

Кафедра: «Технология нефтегазохимической промышленности»

Выпускная квалификационная дипломная работа

Студентки группы 1-10 НГҚИТ Кудриной Оксаны

Тема: Методы получения смолисто-асфальтовых веществ из нефтей и отхода переработки НПЗ

ВВЕДЕНИЕ

1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

1.1. Смолисто-асфальтовые вещества в нефтях и нефтяных остатках

1.2. Влияние смолисто-асфальтовых веществ на нефтепродукты

1.3. Удаление смолисто-асфальтовых веществ

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

2.1. Установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти

2.2. Установка двухступенчатой вакуумной перегонки мазута

2.3. Установка вакуумной перегонки для разделения масляных фракций гачей и петролатумов

2.4. Определение кинематической вязкости смазок

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.

3.1. Расчет процесса горения печи

3.2. Гидравлический расчет змеевика печи

3.3. Расчет потерь напора в газовом тракте печи

4. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

4.1. Производственные средства безопасности

4.2. Средства защиты окружающей среды (экобиозащитная техника) от вредных факторов

5. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1. Технологическая схема установки двухступенчатой вакуумной перегонки мазута

5.2. Чертеж печи

5.3. Детализованный чертеж печи.

5.4. Лабораторная установка определение кинематической вязкости смазок.

декан факультета “ХТ”:

вр.и.о. заведующий
кафедрой “ТНГХП”:

Руководитель:

Выпускник:

доц. Ш.Н. Атауллаев

к.ф.н. Қ.Қ. Шарипов

С.С. Мирзаев

О. Кудрина

СОДЕРЖАНИЕ

стр

ВВЕДЕНИЕ	
1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1. Смолисто-асфальтеновые вещества в нефтях и нефтяных остатках.....	
1.2. Влияние смолисто-асфальтеновых веществ на нефтепродукты...	
1.3. Удаление смолисто-асфальтеновых веществ.....	
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. Установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти.....	
2.2. Установка двухступенчатой вакуумной перегонки мазута.....	
2.3. Установка вакуумной перегонки для разделения масляных фракций гачей и петролатумов.....	
2.4. Определение кинематической вязкости смазок.....	
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	
3.1. Расчет процесса горения печи.....	
3.2. Гидравлический расчет змеевика печи.....	
3.3. Расчет потерь напора в газовом тракте печи.....	
4. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
4.1. Производственные средства безопасности.....	
4.2. Средства защиты окружающей среды (экобиозащитная техника) от вредных факторов.....	
ВЫВОДЫ	
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР	

ВВЕДЕНИЕ

На многих месторождениях нефти добыча зачастую осложняется асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями (АСПО) на поверхности нефтепромыслового оборудования и в призабойной зоне скважин, которые снижают их продуктивность и осложняют эксплуатацию. Эти негативные последствия образования АСПО в призабойной зоне и стволе скважин, устьевой арматуре, выкидных линиях, а также трудности, возникающие при борьбе с ними, связаны со специфическими химическими и реологическими свойствами этих отложений и условиями эксплуатации нефтепромысловых систем «пласт-скважина-наземное оборудование». Усугубляются они также широким разнообразием состава и свойств АСПО.

Несмотря на то, что данная проблема решается уже несколько десятилетий, она остается актуальной и на сегодняшний день. В связи со вступлением многих нефтяных месторождений в позднюю стадию разработки, характеризующуюся благоприятными условиями для образования АСПО – высокой обводненностью продукции скважин и низкими забойными давлениями – проблема борьбы с АСПО приобретает особую актуальность.

Особую актуальность проблема борьбы с АСПО приобретает в процессе длительного хранения нефтепродуктов на складах горючего и нефтебазах. В результате окислительной полимеризации и конденсации происходит накопление смолисто-асфальтеновых веществ на днище и стенках резервуаров. На начальных стадиях окисления содержание в нефтепродуктах смолистых веществ невелико, и они полностью растворимы, но по мере углубления процесса окисления количество смолистых веществ увеличивается, снижается их растворимость. Борьба с ними требует значительных материальных и трудовых затрат.

Применение растворителей для удаления АСПО является одним из наиболее известных и распространенных направлений борьбы с подобным

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

осложнением. Несмотря на значительный объем теоретических и практических разработок по удалению АСПО, в промысловых условиях не всегда удается достичь положительных результатов. Большинство применяемых удалителей малоэффективны для сложных отложений, т.к. механизм их действия основан на полном растворении АСПО. В этих условиях наиболее эффективны удалители, обладающие разрыхляющим диспергирующим действием. Поэтому разработка эффективных удалителей АСПО, обладающих высокой растворяющей и диспергирующей способностью, является одной из актуальных задач особенно для нефтедобывающей отрасли.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

1.1. Смолисто-асфальтеновые вещества в нефтях и нефтяных остатках

Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) концентрируются в тяжелых нефтяных остатках (ТНО) – мазутах, полугудронах, гудронах, битумах, крекинг-остатках и др. Суммарное содержание САВ в нефтях в зависимости от их типа и плотности колеблется от долей процентов до 45, а в ТНО – достигает до 70 % мас. Наиболее богаты САВ молодые нефти нафтено-ароматического и ароматического типа. Таковы нефти Казахстана, Средней Азии, Башкирии, республики Коми и др. Парафинистые нефти – марковская, доссорская, сураханская, бибиайбатская и некоторые другие – совсем не содержат асфальтенов, а содержание смол в них составляет менее 4 % мас. САВ представляют собой сложную многокомпонентную исключительно полидисперсную по молекулярной массе смесь высокомолекулярных углеводородов и гетеросоединений, включающих кроме углерода и водорода серу, азот, кислород и металлы, такие как ванадий, никель, железо, молибден и т. д. Выделение индивидуальных САВ из нефтей и ТНО исключительно сложно. Молекулярная структура их до сих пор точно не установлена. Современный уровень знаний и возможности инструментальных физико-химических методов исследований (например, n-d-M-метод, рентгеноструктурные, ЭПР- и ЯМР-спектроскопия, электронная микроскопия, растворимость и т. д.) позволяют лишь дать вероятностное представление о структурной организации, установить количество конденсированных нафтено-ароматических и других характеристик и построить среднестатистические модели гипотетических молекул смол и асфальтенов. В практике исследования состава и строения нефтяных, углей коксохимических остатков широко используется сольвентный способ Ричардсона, основанный на различной растворимости групповых компонентов в органических растворителях (слабых, средних и сильных).

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

По этому признаку различают следующие условные групповые компоненты:

- 1) растворимые в низкомолекулярных (слабых) растворителях (изооктане, петролейном эфире) – *масла и смолы* (мальтены или γ - фракция в коксохимии). *Смолы* извлекают из мальтенов адсорбционной хроматографией (на силикагеле или оксиде алюминия);
- 2) не растворимые в низкомолекулярных алканах C5–C8, но растворимые в бензоле, толуоле, четыреххлористом углероде – *асфальтены* (или β -фракция);
- 3) не растворимые в бензине, толуоле и четыреххлористом углероде, но растворимые в сероуглероде и хинолине – *карбены* (или 2-фракция);
- 4) не растворимые ни в каких растворителях – *карбоиды* (или 1-фракция).

В нефтях и нативных ТНО (т. е. не подвергнутых термодеструктивному воздействию) карбены и карбоиды отсутствуют. Под термином «масла» принято подразумевать высокомолекулярные углеводороды с молекулярной массой 300...500 смешанного (гибридного) строения. Методом хроматографического разделения из масляных фракций выделяют парафино-нафтеновые и ароматические углеводороды, в т. ч. легкие (моноциклические), средние (бициклические) и полициклические (три и более циклические). Наиболее важное значение представляют смолы и асфальтены, которые часто называют коксообразующими компонентами и создают сложные технологические проблемы при переработке ТНО. Смолы – вязкие малоподвижные жидкости или аморфные твердые тела от темно-коричневого до темно-бурого цвета с плотностью около единицы или несколько больше. Они представляют собой плоскоконденсированные системы, содержащие 5...6 колец ароматического, нафтенного и

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

гетероциклического строения, соединенные посредством алифатических структур. Асфальтены – аморфные, но кристаллоподобной структуры твердые тела темно-бурого или черного цвета с плотностью несколько больше единицы. При нагревании не плавятся, а переходят в пластическое состояние при температуре около 300 °С, а при более высокой температуре разлагаются с образованием газообразных и жидких веществ и твердого остатка – кокса. Они в отличие от смол образуют пространственные в большей степени конденсированные кристаллоподобные структуры. Смолы образуют истинные растворы в маслах и топливных дистиллятах, а асфальтены в ТНО находятся в коллоидном состоянии. Растворителем для асфальтенов в нефтях являются ароматические углеводороды и смолы. Благодаря межмолекулярным взаимодействиям асфальтены могут образовывать ассоциаты – надмолекулярные структуры. На степень их ассоциации сильно влияет среда. Так при низких концентрациях в бензоле и нафталине (менее 2 и 16 % соответственно) асфальтены находятся в молекулярном состоянии. При более высоких значениях концентраций в растворе формируются ассоциаты, состоящие из множества молекул. Все САВ отрицательно влияют на качество смазочных масел (ухудшают цвет, увеличивают нагарообразование, понижают смазывающую способность и т. д.) и подлежат удалению. В составе нефтяных битумов они обладают рядом ценных технических свойств и придают им качества, позволяющие широко использовать их. Главные направления их использования: дорожные покрытия, гидроизоляционные материалы, в строительстве, производство кровельных изделий, битумно-асфальтеновых лаков, пластиков, пеков, коксов, связующих для брикетирования углей, порошковых ионатов и др.

Смолисто-асфальтеновая часть нефтей представляет собой вещество темного окраса, которое частично растворяется в бензине. Растворившееся часть – асфальтены. Они обладают способностью набухать в растворителях, а затем переходить в раствор. Растворимость асфальтенов в смолисто-

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

углеродных системах возрастает с уменьшением концентрации легких УВ и увеличением концентрации ароматических углеводородов. Смола не растворяется в бензине и являются полярными веществами с относительной молекулярной массой 500–1200. В них содержатся основное количество кислородных, сернистых и азотистых соединений нефти. Смолисто-асфальтеновые вещества и другие полярные компоненты являются поверхностно-активными соединениями нефти и природными стабилизаторами водонефтяных эмульсий.

Давно было замечено, что нефти, содержащие парафин при низких температурах, резко теряют свою текучесть. Позже появилось мнение, что наличие структурно-механических свойств у нефти обусловлено не только содержанием парафина, но и тяжелых Смолисто-асфальтеновых компонентов. Причем изменение свойств нефти определяется не только изменением температуры, но и соотношением парафинов Смолисто-асфальтеновых соединений, а также качеством их и исходной нефти.

Смолисто-асфальтовые вещества – сложная смесь наиболее высокомолекулярных компонентов нефти, содержание которых достигает 10–50% масс. В высококонцентрированном виде смолисто – асфальтовые вещества находятся в природе в виде природных битумов. Смолисто-асфальтовые вещества представляют собой гетероорганические соединения гибридной структуры, включающие в состав молекул азот, серу, кислород и некоторые металлы (Fe, Mg, V, Ni и др.). На долю углеводородной части смолисто-асфальтовых веществ приходится 80–95% всей молекулы. Наиболее богаты смолисто-асфальтовыми веществами молодые нефти ароматического основания. Нефти более старые, алканового основания, содержат смолисто-асфальтовых веществ значительно меньше.

В таблице 1 приведен элементный состав смол различных нефтей, дающий представление о соотношении между углеводородной частью, серой, азотом и кислородом в этих соединениях.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Элементный состав (в процентах) смол и асфальтенов

Характер смол, асфальтенов	С	Н	О	S	N
Смолы (молекулярная масса 450–900)					
Из грозненской парафинистой нефти:					
нерастворимые в феноле	86,60	11,50	1,52	0,38	–
растворимые в феноле	86,83	10,52	2,23	0,42	–
Из карачухурской нефти:					
нерастворимые в феноле	87,24	12,08	0,41	0,27	–
растворимые в феноле	87,58	10,62	1,54	0,35	–
Из грозненской беспарафиновой нефти:					
десорбированные из силикагеля четырёххлористым углеродом	84,62	10,21	3,42	0,58	1,17
то же бензолом	83,86	10,10	4,22	0,65	1,17
то же смесью ацетона и бензола	81,25	10,00	5,41	1,16	2,18
Из ставропольской нефти (выделены на силикагеле)	82,97	9,56	3,13	3,47	0,87
Из палванташской нефти (выделены на силикагеле)	86,32	9,40	2,35	0,94	0,99
Из эмбенских масляных нефтей (нерастворимые в феноле)	84,18	11,21	2,80	1,31	0,50
Из туймазинской нефти (нерастворимые в феноле)	79,84	11,50	–	2,84	0,14
Асфальтены (молекулярная масса около 1900)					
Из ставропольской нефти	80,16	8,08	6,64	3,90	1,22
Из палванташской нефти	87,17	8,30	1,75	1,68	1,10

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Классификация Смолисто-асфальтеновых веществ:

1. Нейтральные смолы – соединения, растворимые в петролейном эфире и нефтяных фракциях, обладающие жидкой или полужидкой консистенцией; плотность их около 1,0.

2. Асфальтены – твердые вещества, нерастворимые в петролейном эфире, но растворимые в бензоле и соединениях ряда бензола, хлороформе, сероуглероде; плотность их более 1.

3. Карбены – вещества, нерастворимые в обычных растворителях и лишь частично растворимые в пиридине и сероуглероде.

4. Асфальтогеновые кислоты и их ангидриды – отличаются от нейтральных смол кислым характером, нерастворимостью в петролейном эфире и растворимостью в спирте.

Асфальтены и нейтральные смолы представляют собой кислородсодержащие полициклические соединения, имеющие не более одной двойной связи. Специфические реакции позволили определить в составе смол ароматические ядра, серу и азот, на основании чего их относят к нейтральным полициклическим гетеросоединениям.

Структурно-групповой анализ смол свидетельствует о наличии в их составе полициклических структур, главным образом ароматических. В некоторых случаях количество ароматических и нафтеновых структур примерно одинаково.

Таблица 2. Структурно-групповой состав смол

Смола	Число колец (на среднюю молекулу)		
	общих	ароматических	нафтеновых
Растворимая в пропане, из туймазинской нефти	5	3,4	1,6
Растворимая в пропане, из эмбенских масляных нефтей	5	2,7	2,3

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Из дистиллята эмбенских смолистых нефтей	4,5	3,7	0,8
Из мухановского масляного дистиллята	5–6	3,3–3,8	2–2,2
Из небитдагского масла серно-кислотной очистки	4–5	2,6–3,3	1,4–1

Смолисто-асфальтовые вещества нефти принято разделять на группы в соответствии с растворимостью их в различных растворителях.

Смолисто-асфальтовые вещества объединяют две большие группы высокомолекулярных соединений нефти – смолы и асфальтены, в химическом составе, строении и свойствах которых имеется много общего. Соотношение между смолами и асфальтенами в нефтях и тяжёлых остатках, где в основном они концентрируются, составляет от 9:1 до 7:1.

Смолы. Состав и свойства нефтяных смол зависят от химической природы нефти. Несмотря на различную природу нефтей различных месторождений, содержание углерода и водорода в смолах колеблется в сравнительно узких пределах (в % масс.) С – от 79 до 87, Н – от 9–11. В смолах нефтей различных месторождений неодинаковое количество гетероатомов. Так, содержание кислорода колеблется от 1 до 7% масс., серы от десятых долей процента до 7–10%. В некоторых смолах содержится азот (до 2%).

Смолы составляют от 70 до 90% всех гетероорганических соединений нефти. Они богаче водородом, чем асфальтены, на 1–2%. Большую часть смол составляют нейтральные вещества. Кислотные продукты представлены главным образом асфальтеновыми кислотами.

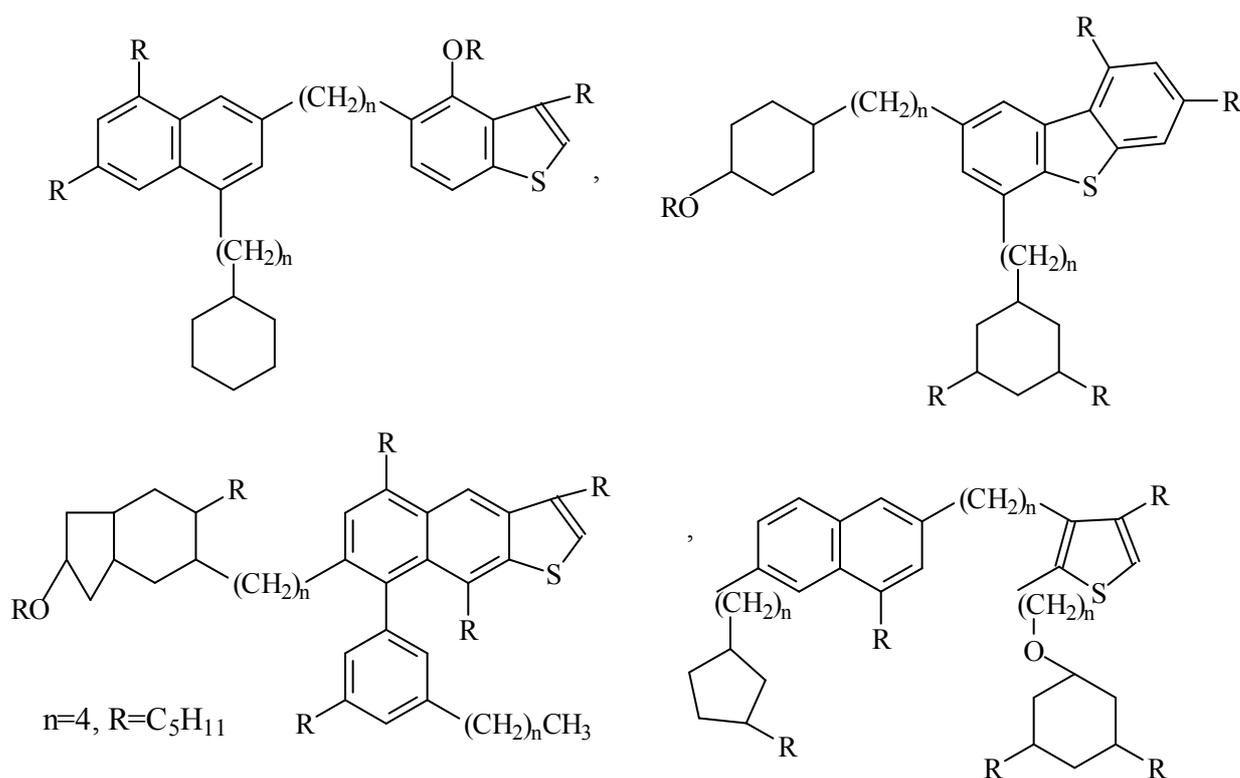
Нефти алканового основания (парафинистые нефти) характеризуются высоким содержанием смол (46%) нейтрального характера.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Основными структурными элементами молекулы нефтяных смол являются конденсированные циклические системы, в состав которых входят ароматические, циклоалкановые и гетероциклические кольца, соединённые между собой короткими алифатическими мостиками и имеющие по несколько алифатических, реже циклических заместителей в цикле. По Сергиенко С.Р., строение молекул смол можно представить одной из следующих формул:

Смолы представляют собой очень вязкие малоподвижные жидкости, а иногда и твёрдые аморфные вещества от тёмно-коричневого до бурого цвета. Плотность их близка к 1,1 г/мл, молекулярная масса от 600 до 1000.

Смолистые вещества термически и химически нестабильны, легко окисляются и конденсируются, превращаясь при этом в асфальтены.



Строение молекул смол

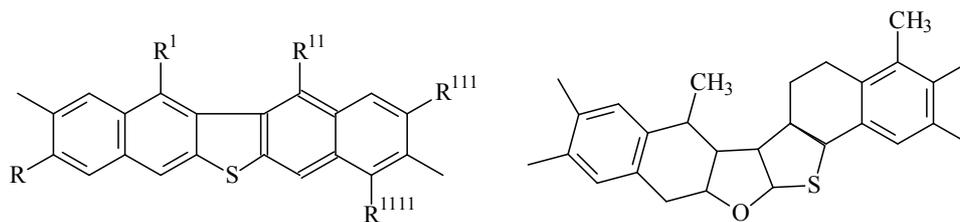
Смолы легко сульфуруются, переходя в раствор серной кислоты. На этом основан сернокислотный способ очистки топлив и масел. Смолистые вещества образуют комплексы с хлоридами металлов, фосфорной кислотой.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Асфальтены являются более высокомолекулярными соединениями, чем смолы. Они отличаются от смол не только несколько меньшим содержанием водорода, но и более высоким содержанием гетероатомов. Предполагают, что асфальтены являются продуктами конденсации смол.

На основании многочисленных исследований химического строения молекул асфальтенов считают, что последние представляют собой полициклическую, ароматическую, сильно конденсированную систему с короткими алифатическими заместителями у ароматических ядер. В молекулах асфальтенов присутствуют также пяти- и шестичленные гетероциклы. В зависимости от природы нефти количественное соотношение ароматических, нафтеновых и гетероциклических структурных элементов может меняться в широких пределах.

Предложены следующие типы полициклических структур – звенья молекул смол и асфальтенов:



Типы полициклических структур

Кислород в асфальтенах входит не только в состав гетероциклов, но и в различные функциональные группы: гидроксильные, карбонильные, карбоксильные и сложноэфирные.

Сера входит также в состав сульфидных мостиков между фрагментами молекул асфальтена. Обнаружены циклические соединения, содержащие сульфоксидную группу.

Атомы азота находятся в составе пиридиновых и пиррольных колец, причём последние чаще всего встречаются в виде порфириновых комплексов ванадия и никеля.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Асфальтены представляют собой твёрдые аморфные вещества, плотность их выше 1,14, молекулярная масса от 2000 до 4000.

Асфальтены, выделенные из сырых нефтей, хорошо растворяются в сероуглероде, хлороформе, бензоле, циклогексане и других органических растворителях, но не растворяются в низших алкановых углеводородах. На этом свойстве основано выделение асфальтенов из нефти и нефтепродуктов.

При нагревании асфальтены размягчаются, но не плавятся; при температуре выше 300 °С они переходят в кокс и газ.

Полярные центры, возникающие в молекуле за счёт гетероатомов и сопряжённых систем-электронов ароматических фрагментов обуславливают склонность асфальтенов к ассоциации даже в разбавленных растворах. Эту способность асфальтены сохраняют и в нефтях. При достаточно большой концентрации асфальтенов они образуют коллоидную систему, которая определяет вязкость нефти.

Асфальтены химически активны. Они легко вступают в реакции окисления, сульфирования, галогенирования, нитрования, несколько труднее гидрируются. Асфальтены склонны к комплексообразованию с хлоридами металлов и ортофосфорной кислотой.

Из асфальтенов нефтяных остатков (продуктов термической переработки нефти) выделяют две подгруппы соединений в зависимости от растворимости – карбены и карбоиды. Карбены нерастворимы ни в каких углеводородах и частично растворимы только в пиридине и сероуглероде; карбоиды не растворяются практически ни в чём.

Эти вещества отсутствуют в сырой нефти, они образуются в качестве вторичных продуктов высокотемпературной переработки нефти в присутствии кислорода или воздуха.

Следует сказать, что в природе самостоятельно существуют твёрдые смолообразные чёрные вещества – асфальты. Их залегание обычно связано с нефтяными залежами. Предполагают, что они образованы при испарении и

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

одновременном окислении нефти в местах её выхода на земную поверхность. В своём составе они содержат высокомолекулярные углеводороды, смолы и асфальтены.

Смолисто-асфальтовые вещества, найденные в нефти, имеют разное происхождение. Часть их составляют вещества, имеющие, по всей вероятности, реликтовый характер. Другая часть – продукты окисления и осернения высокомолекулярных углеводородов или абиогенного преобразования некоторых малоустойчивых гетероатомных соединений и углеводородов, преимущественно высокоциклической природы.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

1.2. Влияние смолисто-асфальтеновых веществ на нефтепродукты

Присутствие смолисто-асфальтовых веществ в топливах и смазочных маслах нежелательно. Они ухудшают цвет, увеличивают нагарообразование, понижают смазочную способность масел. Смолисто-асфальтовые вещества отравляют катализаторы, вызывают закоксовывание аппаратуры при переработке нефти. В то же время смолисто-асфальтовые вещества входят в состав природных асфальтов и остатков вакуумной перегонки нефти и битумов, придают им ряд ценных технических свойств, позволяющих широко использовать их в народном хозяйстве.

В настоящее время битумы расходуются ежегодно десятками миллионов тонн. большей частью они используются в составе дорожных покрытий как связующий, герметизирующий и гидроизоляционный материал для создания кровли, гидроизоляции фундаментов зданий и гидротехнических сооружений. Они служат для электроизоляции кабелей, аккумуляторов, входят в состав некоторых резин, лаков.

Очень важной областью их применения являются поверхностные покрытия подземных трубопроводов для защиты их от коррозии. Эффективность этого метода защиты определяется не только высокими гидроизоляционными свойствами битумных покрытий, но также и их хорошим электроизолирующим действием, сильно уменьшающим вредное воздействие блуждающих токов. В особенности ответственной является защита от коррозии магистральных нефтепроводов и газопроводов.

Битум может входить в состав промывочной жидкости, используемой при бурении. Качество битумов зависит от содержания в них различных смолисто-асфальтовых веществ. Так, асфальтены придают битумам твёрдость, повышают их температуру размягчения, а нейтральные смолы обеспечивают эластичность и повышают прочность.

При эксплуатации масла Смолисто-асфальтеновые соединения повышают его склонность к осадкообразованию, в результате чего

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

уменьшается сечение маслопроводящих трубок и затрудняется поступление масла к трущимся деталям. Осаждаясь на нагретой детали, эти осадки вызывают лакообразование и отложение нагара, что в свою очередь нарушает нормальную работу механизма и приводит к быстрому износу его.

При термическом крекинге Смолисто-афсфальтеновые соединения способствуют усилению отложения кокса, в результате чего уменьшается продолжительность пробега промышленной установки. В присутствии Смолисто-афсфальтеновых соединений в сырье каталитического крекинга увеличивается закоксованность катализатора, что вызывает его дезактивацию, и понижается выход целевых продуктов.

Чем больше в нефти Смолисто-афсфальтеновых соединений, чем меньше твердых парафинов, чем лучше обессолена нефть, тем выше качество битума.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

1.3. Удаление смолисто-асфальтовых веществ

Процесс деасфальтизации растворителями применяется с целью удаления Смолисто-асфальтовых соединений и получения фракции, обогащенной нафтеновыми углеводородами из нефтяных остатков и основан на способности растворителей разделять компоненты смеси по массам молекул, то есть на молекулярной избирательности растворителей. Как известно, остаточная фракция нефти состоит из компонентов, существенно различающихся по размерам молекул, что позволяет разделять их на фракции, резко различающиеся по молекулярному весу. Так как Смолисто-асфальтовые соединения в этих остатках имеют наиболее высокие молекулярные веса, то, естественно, в условиях растворения они являются наименее растворимыми. Наиболее растворимыми компонентами системы являются компоненты, обладающие минимальными молекулярными весами.

Деэмульгатор СНПХ-4504Б эффективен для нефтей, стабилизированных асфальто-смолистыми соединениями при естественных и пониженных температурах добываемых эмульсий.

Масла для открытых зубчатых передач в большинстве случаев представляют собой Смолисто-асфальтовые соединения, иногда разбавленные смазочными маслами. Наиболее предпочтительным методом утилизации вязкого нефтешлама с повышенным содержанием Смолисто-асфальтовых соединений является использование его для получения вяжущих материалов.

Сернокислотная очистка масел применяется для удаления из масляной фракции Смолисто-асфальтовых соединений, непредельных углеводородов, нафтеновых кислот и частично азотисто-сернистых и ароматических соединений. В результате реакции образуются два слоя: верхний – углеводороды масла и незначительное количество продуктов реакции и серной кислоты (растворенной в масле) и нижний – продукты реакции, избыток кислоты, соединений, растворившихся в кислоте, и масла,

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

увлеченного вниз. Так как в верхнем слое имеются следы серной кислоты, нефтяных кислот и сульфокислоты, то их удаляют из масел нейтрализацией раствором едкого натра. В результате щелочной обработки образуются соли, которые переходят в щелочной раствор. Щелочные отходы отделяют, а масло промывают паровым конденсатом для удаления остатков солей нафтеновых кислот, после чего подсушивают воздухом.

Эффективность переработки нефти в смеси с ОМ снижается из-за присутствия в последних Смолисто-асфальтовых соединений, тяжелых металлов и. По мнению специалистов 9, нормальная работа ЭЛОУ возможна только при содержании в смеси не более 0.5% неочищенных или 10% очищенных ОМ.

Эффективность переработки нефти в смеси с ОМ снижается из-за присутствия в последних Смолисто-асфальтовых соединений, тяжелых металлов и различных присадок.

Кислотная очистка масла заключается в обработке масла концентрированной серной кислотой и позволяет удалить Смолисто-асфальтовые соединения и другие продукты окисления, а также компоненты, способствующие возникновению в масле этих продуктов, – непредельные углеводороды и часть ароматических. Серная кислота вступает в реакции с загрязнениями, имеющими наибольшую реакционную способность, – со смолами, асфальтенами, карбоновыми и оксикислотами, фенолами и другими веществами. Процесс химической очистки сопровождается физико-химическими явлениями, так как серная кислота для некоторых веществ – растворитель.

При деасфальтизации в качестве второго продукта получают асфальт с содержанием большого количества Смолисто-асфальтовых соединений и с высокой температурой размягчения. Выход его при переработке гудронов восточных сернистых нефтей достигает 70/6 на сырье. Поэтому

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

вопрос его квалифицированного использования имеет большое народнохозяйственное значение.

В процессе очистки трансформаторных дистиллятов из них обычно удаляется большая часть Смолисто-афсфальтеновых веществ. Несмотря на такую сравнительно невысокую концентрацию, некоторые из соединений этого типа оказывают существенное влияние на эксплуатационные свойства трансформаторных масел. Смолисто-афсфальтеновые соединения придают трансформаторному маслу характерный цвет; некоторые из них обладают ингибирующим действием, другие, наоборот, угнетают, пассивируют антиокислительные присадки; наконец, смолы при окислении переходят в состав осадка.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

2.1. Установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти

Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, трех масляных фракций разной вязкости и гудрона. Кроме этих продуктов на установке получают сухой и жирный газы, сжиженный газ (рефлюкс), легкий вакуумный газойль. На перегонку обычно поступают нефти или смеси нефтей с содержанием светлых дистиллятов (выкипающих до 350 °С) от 42 до 50 % (масс.).

Современные установки большой мощности состоят из следующих блоков:

предварительного нагрева нефти в теплообменниках;

электрообессоливания и обезвоживания нефти (блок ЭЛОУ);

последующего нагрева в теплообменниках;

отбензинивания нефти (колонна повышенного давления с нагревательной печью);

атмосферной колонны (с нагревательной печью и отпарными колоннами);

фракционирования мазута под вакуумом (с нагревательной печью, отпарными колоннами и системой создания вакуума);

стабилизации и вторичной перегонки бензина на узкие фракции.

Технологическая схема установки представлена на рисунке. Исходная нефть насосом 1 несколькими параллельными потоками (на схеме показаны четыре потока) проходит через группу теплообменников 7, 8, 9, 10, 11, 12 и 13, где она нагревается до температуры 100—130 °С. Использование такой системы нагрева нефти позволяет создать более эффективный теплообмен. После теплообменников для усреднения температуры потоки нефти смешиваются в общем коллекторе (на схеме не показан). Далее нефть снова четырьмя параллельными потоками направляется в две ступени электродегидраторов 14 (блок ЭЛОУ). По выходе из блока ЭЛОУ нефть

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

нагревается вначале в параллельно включенных теплообменниках **15** и **16**, а затем в теплообменнике **18**.

Нагретая до **200—250 °С** нефть поступает в отбензинивающую колонну **19** по двум тангенциальным вводам. Из этой колонны сверху уходят газы, пары воды и легкой бензиновой фракции (с концом кипения **120—160 °С**). Для конденсации паров и охлаждения смеси служат аппарат воздушного охлаждения **20** и расположенный за ним водяной холодильник **21**. В сепараторе **22** от сконденсированной легкой бензиновой фракции отделяются газ и вода. Газ, пройдя клапан, регулирующий давление в системе колонна **19** — сепаратор **22**, направляется в секцию очистки от сероводорода, а вода с низа сепаратора **22**, который снабжен регулятором межфазового уровня (вода—бензин), поступает в систему очистки сточных вод.

Циркулирующая часть бензина (орошение) возвращается в колонну с помощью насоса **25**, а балансовое его количество отводится из этого блока и передается в блок стабилизации бензина, в колонну-стабилизатор **59**. Для поддержания температуры низа колонны **19** частично отбензиненная нефть забирается насосом **24**, проходит змеевики печи **23** и, нагретая до **350—370 °С**, возвращается в нижнюю часть колонны. Балансовое количество отбензиненной нефти с помощью насоса **26** проходит через змеевики печи **27** и с температурой **370—380 °С** подается по двум тангенциальным вводам в атмосферную колонну **30**.

Из колонны **30** сверху отводятся пары тяжелого бензина и воды, а также газы разложения, образовавшиеся при нагреве нефти в печи **27**; они проходят аппарат воздушного охлаждения **31** и водяной холодильник **32**. Полученная газожидкостная смесь газ— бензин—вода разделяется в сепараторе **33**, с верха которого уходит газ (в топливную систему), а с низа — водяной конденсат (отводится, дренируется, в систему очистки воды). Конденсат тяжелой бензиновой фракции отводится насосом **44** и вместе с

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

фракцией легкого бензина передается на стабилизацию. В качестве орошения атмосферной колонны 30 используется верхнее циркуляционное орошение. Циркулирующая жидкость (флегма) с третьей тарелки (сверху) колонны 30 поступает через аппарат воздушного охлаждения 34 и водяной холодильник 37 на прием насоса 43 и этим насосом закачивается на верхнюю тарелку колонны.

Керосиновая фракция выводится с низа отпарной колонны 35 насосом 42 через теплообменник 7 и аппарат воздушного охлаждения 6 отводится с установки.

Фракция дизельного топлива выводится из отпарной колонны 36 насосом 41. Тепло дизельного топлива используется в теплообменнике-подогревателе 78 колонны 68, затем — в теплообменнике 9. После охлаждения в аппарате воздушного охлаждения 4 фракция дизельного топлива отводится с установки. Для увеличения отбора дизельного топлива в низ колонны 30 подается перегретый (400 °С) водяной пар. Пар подается и в отпарные колонны 35 и 36 для удаления легких фракций.

Атмосферная колонна 30 имеет еще два циркуляционных орошения. Среднее циркуляционное орошение — флегма забирается с ректификационной отборной тарелки насосом 38, прокачивается через теплообменник 10, аппарат воздушного охлаждения 28 и возвращается в колонну 30 на три тарелки выше отборной. Нижнее циркуляционное орошение — флегма забирается с отборной тарелки насосом 39, прокачивается через теплообменник 15, аппарат воздушного охлаждения 29 и возвращается в колонну на третью расположенную выше тарелку.

С низа атмосферной колонны 30 насосом 40 откачивается мазут, который нагревается в змеевике вакуум-печи 56 и по двум тангенциальным вводам подается в вакуумную колонну 48. В сечении питания этой колонны над вводом сырья установлены отбойные тарелки для предотвращения «заноса» капель жидкого остатка. Для орошения верха колонны 48

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

используется верхнее циркуляционное орошение: первая масляная фракция с третьей верх. ней тарелки вакуумной колонны забирается насосом 51, прокачивается через теплообменник 12, аппарат воздушного охлаждения 47 и после него циркулирующая часть возвращается на верхнюю тарелку колонны 48. Балансовое количество первой масляной фракции отводится с установки.

Неконденсирующиеся вверху вакуумной колонны компоненты, представляющие смесь легких фракций, газов разложения, паров воды и воздуха (засасываемый через неплотности), выводятся из колонны 48 и охлаждаются в аппарате воздушного охлаждения 46 (его может и не быть), затем в водяной холодильник поверхностного типа 45, после которого газожидкостная смесь поступает в систему создания вакуума.

Вторая масляная фракция выводится с низа отпарной колонны 49 насосом 54 и после теплообменника 11, аппарата воздушного охлаждения 3 откачивается с установки. Третья масляная фракция отводится с низа отпарной колонны 50 и направляется насосом 52 через теплообменник 13 и аппарат воздушного охлаждения 2 в резервуар.

Нижнее циркуляционное орошение вакуумной колонны 48 осуществляется с помощью насоса 55, которым флегма возвращается через теплообменники 16 и аппарат воздушного охлаждения 17 в колонну. Для увеличения отбора третьей масляной фракции в низ колонны 48 подают водяной пар. Гудрон с низа колонны 48 забирают насосом 53 и откачивают с установки через теплообменники 18 и 8 и аппарат воздушного охлаждения 5.

Нестабильные бензины из сепараторов 22 и 33 насосами 25 и 44 двумя параллельными потоками вначале проходят теплообменники 60 и 61, затем поступают в колонну 59. Питание колонны двумя потоками бензинов (легкого и тяжелого) в различные секции позволяет уменьшить расход энергии на стабилизацию бензина. В колонне 59 из бензиновой фракции удаляются растворенные газы, которые выводятся сверху и направляются в

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

аппарат воздушного охлаждения 58, затем в водяной холодильник 57 и сепаратор 72. В сепараторе 72 жирный газ отделяется от сконденсированных легких углеводородов, сжиженного газа (рефлюкса). Циркулирующая часть сжиженного газа нагнетается насосом 73 на верх колонны 59 в качестве орошения, а балансовое количество отводится на установку газодифракционирования, куда также направляют и жирный газ. Подвод тепла в низ стабилизационной колонны 59 осуществляется циркуляцией стабильного бензина с помощью насоса 74 через змеевик печи 75.

Стабильный бензин отбирается с низа колонны 59 и передается в блок вторичного фракционирования в колонны 62 и 68. С верха колонны 62 отводится фракция н. к. —85 °С, которая направляется в колонну 68 в качестве парового питания. Циркулирующая часть фракции н. к. —85 °С поступает в аппарат воздушного охлаждения 65, далее в холодильник 66, сборник 67 и насосом 77 подается на орошение колонны 62. С низа колонны 62 фракция 85—120 °С (или 85—180 °С) отводится с установки через теплообменник 61 и аппарат воздушного охлаждения 63. С верха колонны 68 отводится фракция н. к. —62 °С, которая поступает в аппарат воздушного охлаждения 69, водяной холодильник 70, сборник 71, откуда циркулирующая часть подается на орошение колонны 68, а балансовое количество отводится с установки. Тепло в низ колонны 68 подводится от теплообменника 78 за счет тепла дизельного топлива. Выводимая с низа колонны 68 фракция 62—85 °С насосом 79 отводится с установки через теплообменник 60 и аппарат воздушного охлаждения 64.

Давление и температура в основных колоннах:

№ колонны	Давление вверху колонны (избыточное), МПа	Температура, °С		
		Верха	Низа	Ввода сырья
19	0,4-0,6	150-	240-	180-250
30	0,07-0,10	170	250	350-370
35	0,07-0,10	170-	330-	-
36	0,07-0,10	190	350	-
48	7,85-8,85 кПа	-	200-	380-400
49	7,85-8,85 кПа	-	250	-

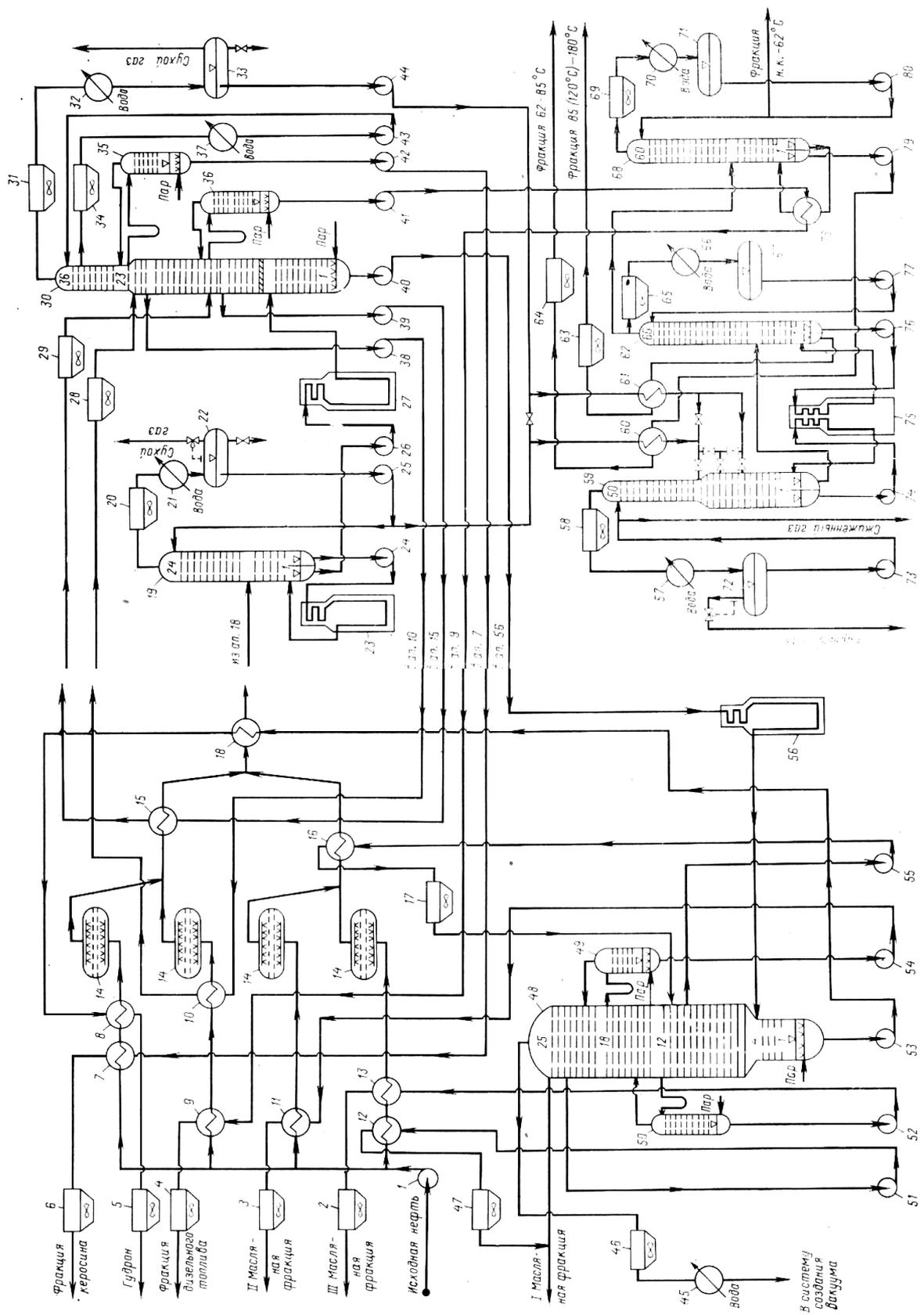
Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

50	7,85-8,85 кПа	180- 200 - -	280- 300 350- 360 260- 270 330- 350	-
* кПа				

Система создания вакуума. Вакуум в вакуумной колонне 48 создается с помощью системы паровых эжекторов. По выходе из водяного конденсатора-холодильника 45 газожидкостная смесь поступает в вакуумный сепаратор 1, откуда жидкость (смесь углеводородов и воды) стекает по вертикальной трубе (длиной более 10 м) в отстойник 2. Газы и воздух отсасываются из сепаратора 1 тремя последовательно соединенными эжекторами 3. Пары и газы после каждого эжектора поступают в конденсатор 4 (поверхностного типа) водяного пара. Образующийся конденсат стекает в отстойник 2. После третьего эжектора и последнего конденсатора газ отводится из системы и направляется к форсункам трубчатых печей, где используется как топливо.

В отстойнике 2 легкий газойль отделяется от воды и далее насосом 5 откачивается с установки. Водяной конденсат чаще всего используется для промывки нефти в блоке ЭЛОУ.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				



Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

2.2. Установка двухступенчатой вакуумной перегонки мазута

Назначение установки двухступенчатой вакуумной перегонки мазута — производство масляных дистиллятов менее широкого фракционного состава по сравнению с получаемыми на одноступенчатых установках. Согласно проекту, выполненному институтом Гипрогрознефть, из I ступени — из вакуумной фракционирующей колонны — отводятся соляр, гудрон и масляный дистиллят широкого фракционного состава (350—575°C). Масляный дистиллят во II ступени разделяется на три целевых дистиллята: парафинистый (350—460°C), автоловый (в основном фракция 460—490 °C) и цилиндровый (начало кипения около 490°C).

Технологическая схема представлена на рисунке. Мазут, нагнетаемый насосом 33, до поступления в змеевики печи 3 нагревается вначале дистиллятами (теплообменники 29, 28 и 22 — первый поток мазута; 25 и 24 — второй поток), а затем гудроном в теплообменниках 1 и 2.

Вакуумная колонна 6 служит для разделения мазута на соляр, масляный дистиллят широкого фракционного состава, который собирается в вакуумном приемнике 7, и гудрон, выводимый из колонны насосом 5. Приемник 7 снабжен уравнивающей линией. Соляр, отводимый с полуглухой тарелки насосом 4, проходит последовательно теплообменник 29 и холодильник 32. После охлаждения часть его возвращается в верхнюю зону колонны 6, а избыток направляется в резервуар (на схеме не показан).

Масляный дистиллят забирается насосом 8 и как теплоноситель прокачивается через аппараты: теплообменник 28, паровой котел-утилизатор и подогреватель теплофикационной воды 21. По выходе из холодильника 20 этот рециркулят поступает в среднюю зону колонны 6. Балансовое количество масляного дистиллята широкого фракционного состава из приемника 7 насосом 9 направляется через змеевики печи 10 в вакуумную колонну 13.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

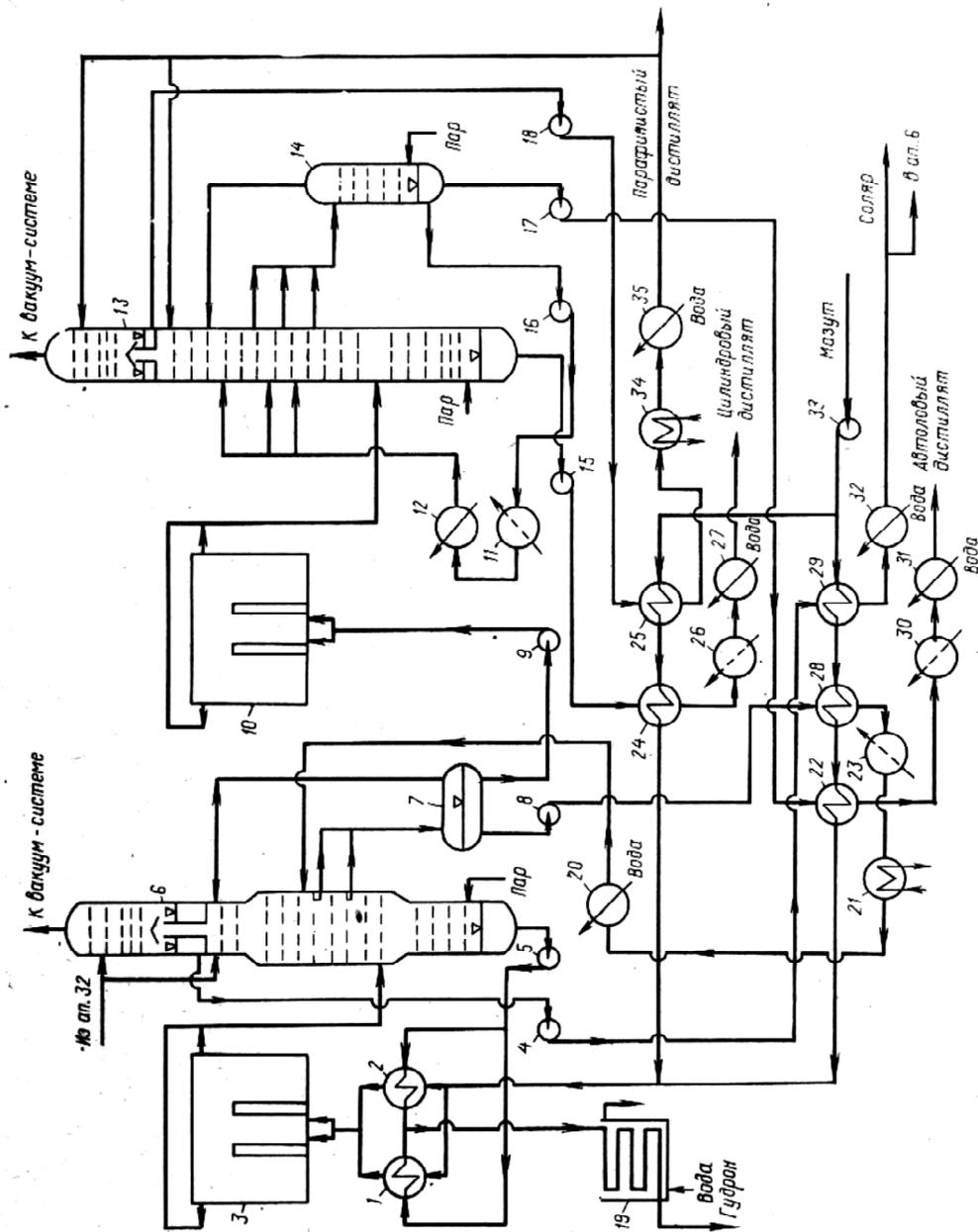
Продуктами этой колонны являются: парафинистый дистиллят, собирающийся на полуглухой тарелке, автоловый дистиллят, отводимый насосом 17 из отпарной выносной секции (колонны 14) и цилиндрический дистиллят, направляемый насосом 15 вначале в теплообменник 24, а затем в котел-утилизатор 26 и холодильник 27.

Рециркулирующая часть автолового дистиллята, забираемая насосом 16, охлаждается в аппаратах 11 и 12 и подается тремя потоками в среднюю зону колонны 13. Балансовое количество автолового дистиллята насосом 17 направляется через теплообменник 22, котел-утилизатор 30 и холодильник 31 - в резервуар.

Отводимый из колонны 13 насосом 18 парафинистый дистиллят, пройдя последовательно теплообменник 25, водоподогреватель 34 и холодильник 35, частично возвращается как орошение в верхнюю часть этой же колонны, а избыток выводится с установки в резервуар. Гудрон до вывода его с установки через холодильник погружного типа 19 отдает свое тепло мазуту в теплообменниках 1 и 2.

В отпарные секции вводится водяной пар. Предусмотрена его подача и в радиантные змеевики печей. Котлы-утилизаторы рассчитаны для производства водяного пара давлением 0,6 МПа, который далее перегревается горячими газами.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				



Технологическая схема двухступенчатой установки вакуумной перегонки мазута:
 1, 2, 24, 25, 26, 29 — теплообменники; 3, 10 — трубчатые печи; 4, 5, 8, 9, 15-17, 18, 33 — насосы; 6, 13 — вакуумные колонны; 7 — вакуумный приемник; 11, 23, 26, 30 — котлы-утилизаторы; 12, 19, 20, 27, 31, 32, 35 — холодильники; 14 — огарная колонна; 21, 34 — подогреватели.

Максимальная температура нагрева сырья в печи 3 — 435°C и в печи 10 — 385 °C (без ввода в змеевики печи водяного пара). Выходы дистиллятов и гудрона зависят от качества сырья и четкости разделения.

Ниже приведен режим работы колонн:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Показатели	Колонна 6	Колонна 13	Колонна 14
Остаточное			
давление, кПа	5,33	5,33	-
верх колонны	13,33	14,53	-
зона ввода сырья			
Температура, °С	70-90	90	-
верха	390	340	320
низа	20	26	5
Число тарелок в колонне			

В отдельных случаях для дистиллятов не исключается применение аппаратов воздушного охлаждения. Встречаются и другие схемы двухступенчатой установки для разделения мазута под вакуумом. Так, ректификационные колонны могут быть связаны не по масляному дистилляту, как показано на схеме, а по полугудрону; или вакуумная установка может быть дополнена эвапоратором низкого давления для извлечения из гудрона дополнительного количества дистиллята.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

2.3. Установка вакуумной перегонки для разделения масляных фракций гачей и петролатумов

Вторичная перегонка осуществляется для приведения в соответствие с требованиями стандарта показателей качества вырабатываемого продукта или для более успешного проведения последующих процессов переработки: обезмасливания гачей, гидроочистки парафина-сырца и др.

Данная установка в цехах производства нефтяных масел и твердых углеводородов служит для проведения следующих операций:

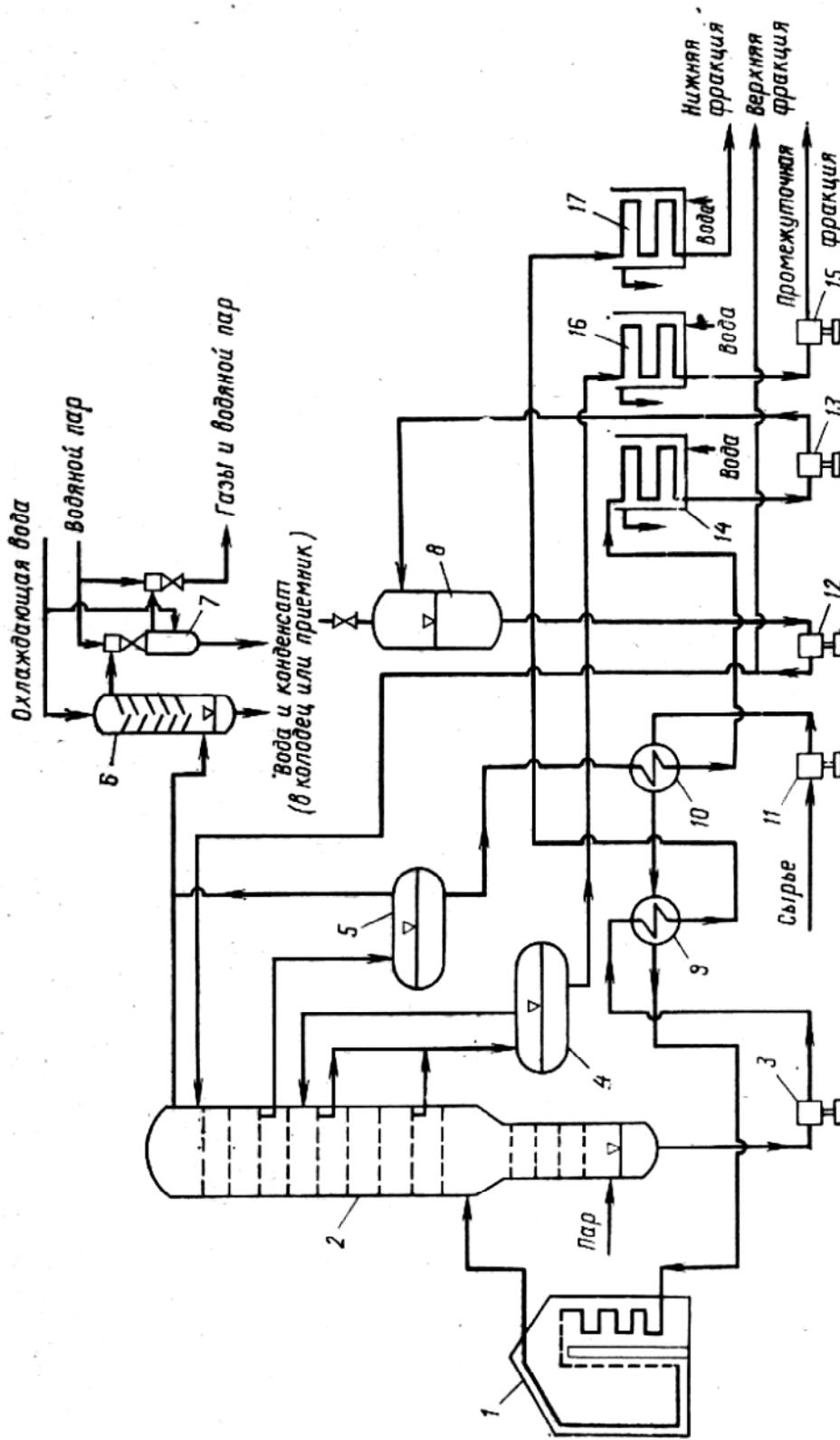
выделения из остаточного депарафинированного рафината головных фракций с целью повышения вязкости и температуры вспышки получаемого остаточного нефтяного масла;

разделения масляного дистиллята широкого фракционного состава на два или три компонента разной вязкости;

концентрации петролатумов за счет удаления из них головной фракции;

разделения гача широкого фракционного состава на легкую (например, фракцию с пределами кипения 350—470 °С) и тяжелую части с целью исключения перед обезмасливанием высококипящих ароматических углеводородов и асфальтено-смолистых веществ.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				



Технологическая схема вакуумной установки вторичной перегонки:

1 — трубчатая печь; 2 — вакуумная колонна; 3, 11, 12, 13, 15 — насосы; 4, 5 — вакуумные приемники; 6 — барометрический конденсатор; 7 — двухступенчатая вакуумная парожекторная система; 8 — сборник; 9, 10 — теплообменники; 14, 16, 17 — холодильники.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Технологическая схема установки приведена на рисунке. Сырье, нагнетаемое насосом 11, перед входом в вакуумную колонну 2 нагревается в теплообменниках 10 и 9 и в змеевике печи /. Получаемые в колонне 2 верхняя и промежуточная фракции собираются соответственно в вакуумных приемниках 5 и 4. Верхняя фракция охлаждается в аппаратах 10 и 14 и насосом 13 направляется в сборник орошения 8. Отсюда насосом 12 часть этой фракции подается на верхнюю тарелку колонны (орошение), а остальное ее количество откачивается с установки в резервуар. Промежуточная фракция из приемника 4 охлаждается в холодильнике 16 и насосом 15 выводится с установки.

Нижняя (остаточная) фракция забирается с низа колонны 2 насосом 3, прокачивается через аппараты 9 и 17 и также отводится с установки.

Вакуум на установке создается двухступенчатым пароструйным эжектором 7 с межступенчатым конденсатором. К двухступенчатому эжектору подведен рабочий водяной пар абсолютным давлением 0,8— 1,0 МПа. Более современные вакуум-создающие системы с применением конденсатора поверхностного типа вместо барометрического прямого контакта рассмотрены в работах БашНИИ НП. Одна из установок данного типа была реконструирована с целью повышения отбора гача-ректификата (промежуточная фракция). При реконструировании в печи был сооружен вспомогательный змеевик для нагрева рециркулирующего остаточного продукта колонны; в потоки сырья и рециркулята (в змеевиках печи) введен водяной пар; увеличен диаметр транс-ферной линии.

Режим работы на участке подогрева депарафинированного масла на одной из установок:

Температура масла, °С	
после теплообменника 10	125
после теплообменника 9	200
при входе в колонну 2	350
Остаточное давление в колонне (верх), кПа	8-10
Давление масла перед входом в змеевик печи, МПа	0,8

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

2.4. Определение кинематической вязкости смазок

Назначение и область применения

Стандарт устанавливает метод определения кинематической вязкости ν жидких нефтепродуктов, прозрачных и непрозрачных жидкостей измерением времени истечения определенного объема жидкости под действием силы тяжести через калиброванный стеклянный капиллярный вискозиметр.

Определения

В настоящем стандарте применяют следующие термины и определения.

Кинематическая вязкость ν : Сопротивление жидкости течению под действием гравитации.

При движении жидкости под действием силы тяжести при данном гидростатическом давлении давление жидкости пропорционально ее плотности ρ . Для всех вискозиметров время истечения определенного объема жидкости прямо пропорционально ее кинематической вязкости ν , где $\nu = \eta/\rho$ и η) — динамическая вязкость.

Плотность ρ : Масса вещества на единицу объема при данной температуре.

Динамическая вязкость η : Отношение применяемого напряжения сдвига к скорости сдвига жидкости. Иногда его называют коэффициентом динамической вязкости или просто вязкостью. Таким образом, динамическая вязкость является мерой сопротивления истечению или деформации жидкости.

Сущность метода

Сущность метода заключается в измерении калиброванным стеклянным вискозиметром времени истечения, в секундах, определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести при постоянной температуре. Кинематическая вязкость является произведением измеренного времени истечения на постоянную вискозиметра.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Реактивы и материалы

Смесь хромовая д.ая мойки стекла: калий двуххромовокислый по ГОСТ 4220, кислотасерная по ГОСТ 4204 или сильноокисляющая кислота, не содержащая хрома.

Хромовая кислота опасна для здоровья. Она токсична, признана канцерогенной, чрезвычайно коррозионно-агрессивна и потенциально опасна при контакте с органическими веществами.

Используя ее, важно защитить все лицо и надеть защитную одежду. Не вдыхать пары. После применения отходы разложить в соответствии со стандартными методиками, так как они остаются по-прежнему} опасны.

Очищающие растворы сильных кислот, не содержащих хрома, также очень коррозионно-агрессивны и потенциально опасны при контакте с органическими веществами.

Растворитель, полностью смешивающийся с образцом, например петролейный эфир, следует профильтровать перед использованием.

Аппаратура

Вискозиметры стеклянные капиллярные, калиброванные, обеспечивающие измерение кинематической вязкости с точностью, указанной в разделе 14. Типы вискозиметров и *описание работы с ними* приведены ниже.

При измерении кинематической вязкости ν менее $10 \text{ мм}^2/\text{с}$ и времени истечения менее 200 с вводят поправку на кинематическую энергию. Определение поправки приведено в приложении Б.

Держатель, обеспечивающий строго вертикальное крепление вискозиметра, у которого верхняя метка расположена непосредственно над нижней, с погрешностью не более 1° по всем направлениям.

Если верхняя метка вискозиметра отклонена относительно нижней, погрешность отклонения от вертикали не должна превышать $0,3^\circ$ по всем направлениям.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Вертикальность вискозиметра оценивается по верхней половине широкого колена.

Баня с регулируемой температурой достаточной глубины, чтобы в момент измерения расстояния от образца в вискозиметре до верхнего уровня жидкости в бане и от образца до дна бани были не менее 20 мм. *Для наполнения бани используют прозрачную жидкость, которая остается в жидком состоянии при температуре испытания.*

Температуру бани регулируют таким образом, чтобы (для каждой серии определений времени истечения) в интервале от 15 до 100 °С температура в бане не менялась более чем на $\pm 0,02$ °С по всей высоте вискозиметров или в пространстве между вискозиметрами и местом расположения термометра. Для температур, находящихся вне указанного интервала, изменения температуры не должны превышать $\pm 0,05$ °С.

Устройство для измерения температуры

Для диапазона измерения от 0 до 100 °С применяют калиброванные жидкостные стеклянные термометры (приложение В) с точностью после корректировки не менее $\pm 0,02$ °С или выше или другие термометрические устройства равноценной или более высокой точности. Если в одной и той же бане **ИСПОЛЬЗУЮТСЯ** два термометра, показания их при этом не должны отличаться более чем на 0.04 °С.

Устройство для измерения времени, дающее возможность отсчета времени до 0,1 с (или с меньшим делением) и имеющее погрешность с точностью $\pm 0,07$ %, когда снимают показания в интервале от 200 до 900 с.

Допускается использование секундомеров с ценой деления 0,2 с.

Точность таймера регулярно проверяют.

Определение кинематической вязкости непрозрачных жидкостей

Очищенные цилиндрованные и темные смазочные масла подготавливают в соответствии с 10.2 для получения представительного образца. На кинематическую вязкость остаточных топлив (мазатов) и

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

аналогичных парафинистых продуктов может повлиять предыдущая тепловая обработка.

Нагревают образец в контейнере в течение 1 ч при температуре (60 ± 2) °С.

Образец" тщательно перемешивают соответствующим стержнем достаточной длины, чтобы он касался дна контейнера. Перемешивают до тех пор, пока не будет осадка или прилипания парафина к стержню.

Плотно закрывают контейнер и энергично встряхивают в течение 1 мин до полного перемешивания.

После достижения текучести образца и завершения процедур по 10.1.3 наливают образец в стеклянную колбу вместимостью 100 см³ в количестве, достаточном для заполнения двух вискозиметров, и неплотно закупоривают.

Погружают колбу на 30 мин в баню с кипящей водой.

Колбу вынимают из бани, плотно закупоривают и встряхивают 1 мин. Заполняют два вискозиметра и помешают в баню в соответствии с конструкцией аппарата.

Например, в поперечных или BSV-образных вискозиметрах для испытания непрозрачных жидкостей образец фильтруют через фильтр с отверстиями размером 75 мкм в два вискозиметра, предварительно поместив их в баню. Если образец перед испытанием подвергают тепловой обработке, то используют предварительно подогретый фильтр, чтобы таким образом предотвратить коагуляцию образца во время фильтрации.

Через 10 мин устанавливают объем образца (где этого требует конструкция вискозиметра), совпадающий с отметками заполнения вискозиметра, как указано в спецификации вискозиметра.

Заполненный вискозиметр выдерживают в бане до тех пор, пока он не прогреется до температуры испытания (примечание 14). Если одну баню используют для нескольких вискозиметров, нельзя погружать или вынимать

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

вискозиметры из бани, пока хотя бы в одном вискозиметре проводится измерение времени истечения.

Для образца, находящегося в свободно текущем состоянии, время измеряется с точностью до 0,1. Это время требуется для прохождения образца от первой отметки вискозиметра до второй. Результат регистрируют. Если образцы требуют предварительной тепловой обработки, на определение вязкости затрачивается 1 ч, включая тепловую обработку.

Из двух определений рассчитывают среднее арифметическое значение кинематической вязкости v , мм²/с.

Для остаточных жидких топлив (мазатов), если два определения находятся в пределах установленного значения определяемое, рассчитывают среднее арифметическое значение двух измерений, которое затем используют для вычисления кинематической вязкости. Полученное при вычислении значение кинематической вязкости записывают. Если два определения не согласуются, то определение повторяют после тщательной очистки и сушки - вискозиметра и фильтрования образца. Результат регистрируют.

Кинематическую вязкость v , мм²/с, рассчитывают по формуле

$$v = Ct,$$

где C — калибровочная постоянная вискозиметра, мм²/с;

t — среднее арифметическое значение времени истечения, с.

Динамическую вязкость η , МПа·с, рассчитывают на основании кинематической вязкости по формуле

$$v = \eta \cdot \rho \cdot 10^{-3},$$

где ρ — плотность при той же температуре, при которой определялась кинематическая вязкость, кг/м³;

v — кинематическая вязкость, мм²/с.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Типы и виды вискозиметров

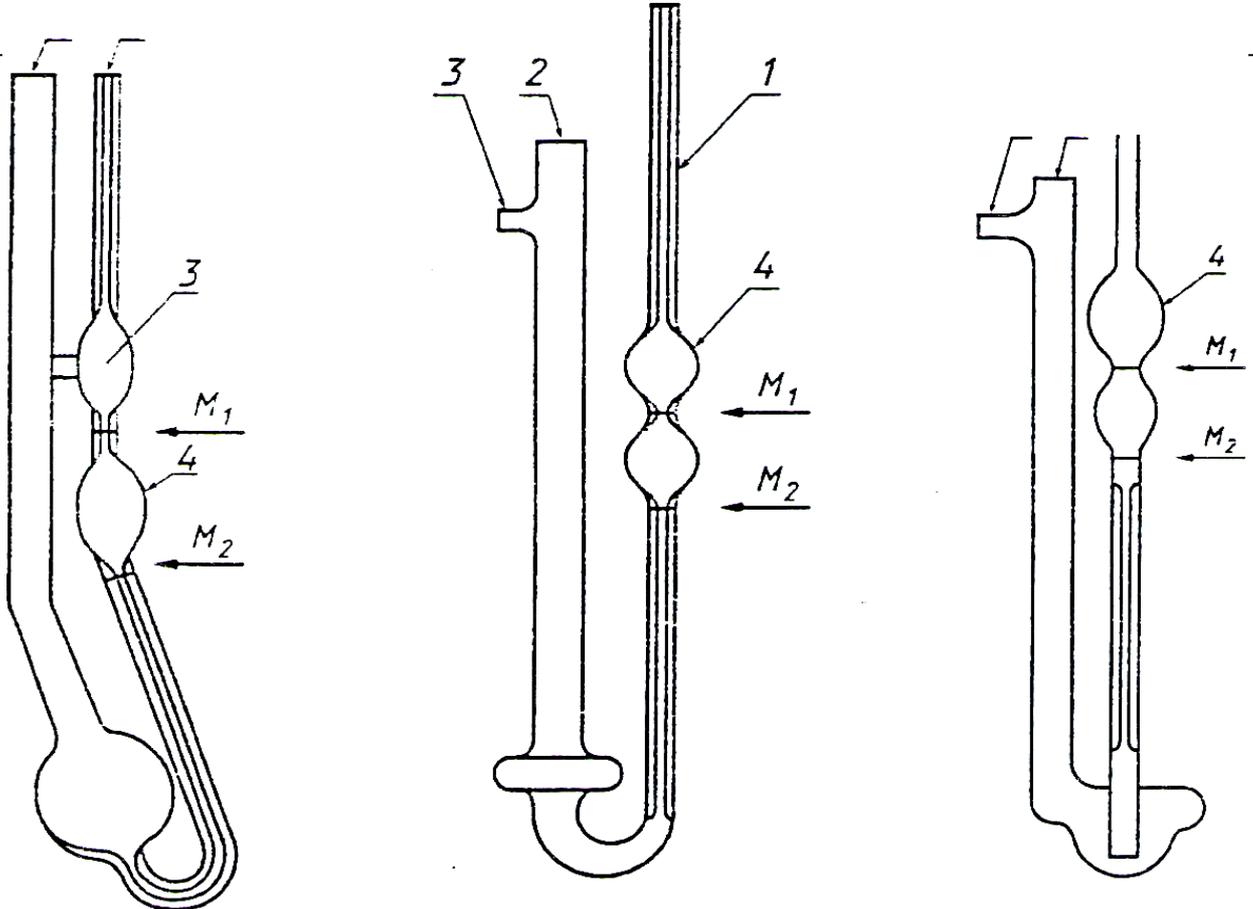
Вискозиметр Канон-Фенске

В чистый сухой вискозиметр вносят пробу нефтепродукта следующим образом:

На трубку 2 надевают резиновую трубку, трубку 1 погружают в сосуд с нефтепродуктом и нефтепродукт засасывают (с помощью резиновой груши, водоструйного насоса или другим способом) до метки M_2 , при этом необходимо следить, чтобы в жидкости не образовавшись пузырьки воздуха. В момент, когда уровень жидкости достигает метки M_2 , вискозиметр вынимают из сосуда и быстро устанавливают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны конца трубки 1 избыток жидкости и надевают на этот конец резиновую трубку. Вискозиметр помещают в термостат. Выдержка в термостате должна быть достаточно длительной. Расширение 3 должно находиться ниже уровня жидкости в термостате. После выдержки в термостате жидкость засасывают в расширение 4 приблизительно на 5 мм выше метки M_3 . Определяют время перемещения мениска жидкости от метки M_j до метки M

На отводную трубку 3 надевают резиновую трубку. Далее, зажав пальцем колено 2 и перевернув вискозиметр, опускают колено 1 в сосуд с нефтепродуктом и засасывают его (с помощью резиновой груши, водоструйного насоса или иным способом) до метки M_2 , следя за тем, чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха. В момент, когда уровень жидкости достигает метки M_r вискозиметр вынимают из сосуда и быстро перевертывают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны конца колена 1 избыток жидкости и надевают на него резиновую трубку. Вискозиметр устанавливают в термостат так, чтобы расширение 4 было ниже уровня жидкости. После выдержки в термостате не менее 15 мин засасывают жидкость в колено 1 примерно до $1/3$ высоты расширения 4.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				



Вискозиметр типа Пинкевича (ВПЖ-4, ВПЖТ-4 и ВПЖ-2, ВПЖТ-2),

Рисунок А. 1 - Вискозиметр Канон-Фенске	1 - типа	Рисунок А.2 — Вискозиметр Пинкевича (ВПЖТ-4, ВПЖ-4)	Рисунок А.3 — Вискозиметр - типов ВПЖТ-2, ВПЖ-2
---	-------------	--	---

Соединяют колено I с атмосферой и определяют время перемещения мениска жидкости от метки M_j до M_u

Вискозиметры типов ВПЖТ-1, ВПЖ-1 (БС/ИП/СЛ) (рисунок А. 4)

Испытуемый нефтепродукт наливают в чистый вискозиметр через трубку 1 так, чтобы уровень ее установился между метками M_j и M_f . На концы трубок 2 и 3 надевают резиновые трубки, при этом первая из них должна быть снабжена краном, вторая — краном и резиновой грушей. Вискозиметр устанавливают вертикально в жидкостном термостате так, чтобы уровень термостатирующей жидкости находился на несколько сантиметров выше расширения 4.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

При температуре опыта вискозиметр выдерживают не менее 15 мин, чего всасывают (грушей) при закрытой трубке 2 жидкость выше метки Л// примерно до середины расширения 4 и перекрывают кран, соединенный с трубкой 3. Если вязкость нефтепродукта менее 500 сСт, открывают кран на трубке 3 и потом освобождают зажим на трубке 2. При более вязких нефтепродуктах сначала открывают трубку 2, затем измеряют время понижения уровня жидкости в трубке 2 от метки М1 до М2. Необходимо при этом обращать внимание на то, чтобы к моменту подхода уровня жидкости к метке М1 в расширении 5 образовался «висячий уровень», а в капилляре не было пузырьков воздуха.

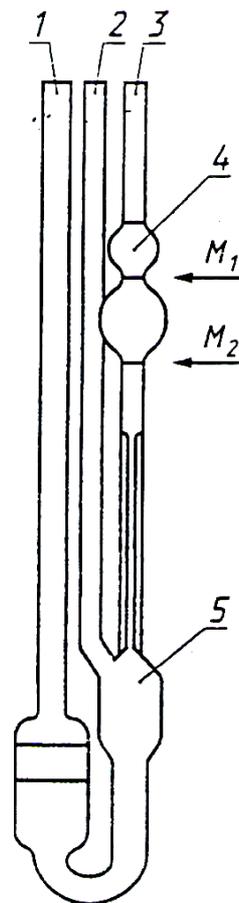


Рисунок А.4 — Вискозиметр типов ВПЖТ-1, ВПЖ-1 (БС/ИП/СЛ)

Вискозиметр типа Убеллоде. В чистый сухой вискозиметр вносят пробу нефтепродукта следующим образом:

Вискозиметр отклоняют на 30° от вертикального положения так, чтобы сосуд 7 оказался под капилляром. С помощью наполнительной трубки 1 вносят пробу так, чтобы ее уровень достиг нижней метки М4. Потом вискозиметр возвращают в нормальное положение, следя за тем, чтобы уровень жидкости не превышал верхней метки М1. При заполнении вискозиметра пробой в жидкости не должны образовываться пузырьки воздуха.

Вискозиметр с пробой помещают в термостат. Через 20 мин выдержки на трубку 3 надевают резиновую трубку, трубку 2 закрывают пальцем и пробу засасывают до половины расширения 4. Потом трубку 2 открывают, ждут, пока проба перетечет из трубки 2 в сосуд 6 и образуется «висячий уровень».

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Освобождают трубку 3 и измеряют время перемещения мениска жидкости от метки М/ до М_у А.2.5 Вискозиметры типов ВНЖ, ВНЖТ (Канон-Фенске-Опаке) (рисунок А.6)

На отводную трубку 3 надевают резиновую трубку. Зажав пальцем колено 2 и перевернув вискозиметр, опускают колено 1 в сосуд с нефтепродуктом и засасывают его (с помощью резиновой груши, водоструйного насоса или иным способом) до метки М4, следя за тем, чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха.

В тот момент, когда уровень жидкости достигает метки М4, вискозиметр вынимают из сосуда и быстро перевертывают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны конца колена 1 избыток нефтепродукта и надевают кусочек резиновой трубки длиной 8—15 см с присоединенным закрытым краном или зажимом. Затем открывают кран для заполнения жидкостью резервуара б и вновь его закрывают, когда жидкость заполнит приблизительно половину резервуара б. Вискозиметр устанавливают в термостат и после необходимой выдержки в нем (20 мин) открывают колено 1 и, пользуясь двумя секундомерами, измеряют время течения жидкости от метки М₁ до М₂ и от метки М₂ до М₁. По измеренному времени заполнения резервуара 5 вычисляют вязкость. Измеренное время заполнения резервуара 4 служит для контроля. Значения вязкости, вычисленные по времени заполнения резервуаров 5 и 4, могут отличаться до 2 %, а при температуре ниже 15 °С — до 3 %. А.2.6

Вискозиметр помещают в термостат так, чтобы верхняя метка М4 находилась под уровнем жидкости в термостате приблизительно на 3 см, а капилляр был в точно вертикальном положении. Вискозиметр выдерживают в термостате. С помощью пипетки вносят в трубку 1 пробу (проба может быть подогретой), следя за тем, чтобы не намочить стенки вискозиметра над меткой М4 и чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Как только уровень жидкости достигнет положения приблизительно на 5 мм ниже метки М1, закрывают трубку 2 и останавливают течение жидкости.

Вискозиметр типа БС/ИП/РФ (рисунок А.7)

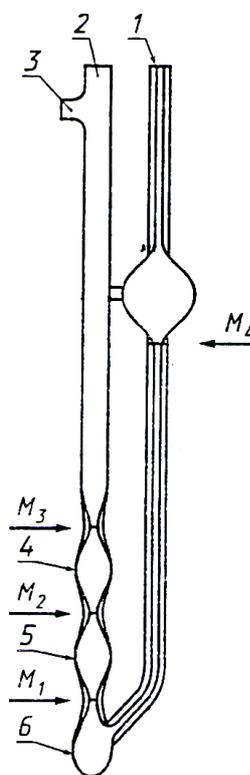
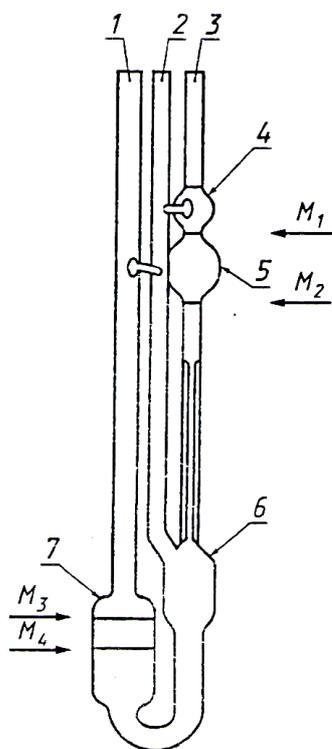


Рисунок А.5 — Вискозиметр типа Убеллоде

Рисунок А.6 — Вискозиметр типов ВНЖ, ВНЖТ (Канон-Фенске-Опакв)

Пробу доливают до метки М4 и выдерживают в термостате 20—30 мин.

Освобождают трубку 2 и доводят уровень пробы до метки М_у Трубку 2 снова закрывают. С помощью пипетки с предохранительным упором устанавливают пробу над меткой М+ Упор на пипетке должен находиться на такой высоте, чтобы при введении пипетки в трубку 1 и соприкосновении упора с краем трубки 1 конец пипетки был точно на метке М4. К пипетке присоединяют отсос и осторожно отсасывают избыток пробы, пока пипетка не начнет всасывать воздух, после чего пипетку вынимают. Потом трубку 2 освобождают и измеряют время прохождения мениска жидкости от метки

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

M_2 до M_j . С одним заполнением вискозиметра производят только одно измерение времени течения.

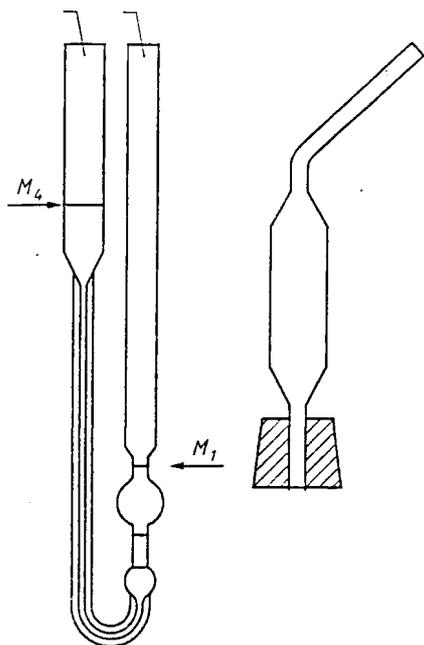


Рисунок А.7 — Вискозиметр типа
БС/ИП/РФ

Поверка

Рабочие стандартные вискозиметры проверяют по образцовым вискозиметрам, имеющим сертификат поверки по национальному нормативному документу. Вискозиметры, используемые для испытания, следует проверять по рабочим стандартным или образцовым вискозиметрам или по методике.

Постоянные вискозиметра следует определять и регистрировать с точностью до 0,1 % их значений.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.

3.1. Расчет процесса горения печи

Исходные данные для расчета

Исходные данные по 1 нагреваемому компоненту – нефть:

- массовый расход нефти $G_n = 15000 \text{ кг/час}$;
- относительная плотность при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ $\gamma_{277}^{293} = 0,8943$;
- температура входа в печь $T_{1n} = 210 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура выхода из печи $T_{2n} = 370 \text{ }^\circ\text{C}$;
- давление на выходе из змеевика печи $\pi_{\text{вн}} = 17700 \text{ Па}$.

Исходные данные по 2 компоненту – мазут (фр. 350-выше $^\circ\text{C}$):

- массовый расход мазута $G_n = 9000 \text{ кг/час}$;
- относительная плотность при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ $\gamma_{277}^{293} = 0,9594 \text{ кг/м}^3$;
- температура входа в печь $T_{1m} = 350 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура выхода из печи $T_{2m} = 380 \text{ }^\circ\text{C}$;
- давление на выходе из змеевика печи $\pi_{\text{вн}} = 2300 \text{ Па}$.

Исходные данные по 3 компоненту – пар:

- массовый расход пара $G_n = 413 \text{ кг/час}$;
- температура входа в печь $T_{1n} = 160 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура выхода из печи $T_{2n} = 370 \text{ }^\circ\text{C}$;
- давление 6 ат .

Сжигаемое топливо газ с газоперерабатывающего завода:

- плотность при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ $\gamma_r^{293} = 0,760 \text{ кг/м}^3$;
- компонентный состав газа табл. 20.

Компонентный состав газа.

№	Компонент	Массовая доля $g_i \cdot 100$, (масс. %)	Мольная (объемная) доля r_i	Молекулярная масса, M_i	$M_i \cdot r_i$
1.	N ₂	0,46	0,0028	34	0,0952
2.	CO ₂	1,78	0,0083	44	0,3652

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

3.	CH ₄	64,97	0,8352	16	13,3632
4.	C ₂ H ₆	7,06	0,0484	30	1,452
5.	C ₃ H ₈	12,42	0,0581	44	2,5564
6.	и-C ₄ H ₁₀	8,83	0,0313	58	1,8154
7.	н-C ₄ H ₁₀	4,48	0,0159	58	0,9222
	<i>Итого:</i>	100	1		$M_r \approx 20,57$

Расчет процесса горения

Определим низшую теплоту сгорания топлива по формуле:

$$Q_p^n = 86,06 \cdot CH_4 + 141 \cdot C_2H_4 + 150,9 \cdot C_2H_6 + 207,5 \cdot C_3H_6 + 218,25 \cdot C_3H_8 + 261 \cdot \text{изо-C}_4H_{10} + 285,4 \cdot \text{н-C}_4H_{10} + 273,7 \cdot C_4H_8 + 348,75 \cdot C_5H_{12} + 60 \cdot H_2S$$

где CH₄, C₂H₄ и т.д. – содержание компонентов в топливе в объемн. %.

$$Q_p^n = 86,06 \cdot 83,52 + 150,9 \cdot 4,84 + 218,25 \cdot 5,81 + 261 \cdot 3,13 + 285,4 \cdot 1,59 = 9726,5 \text{ ккал/м}^3$$

$$Q_p^n = \frac{9726,5}{0,760} = 12798 \text{ ккал/м}^3$$

Определим элементный состав топлива в массовых процентах.

Содержание углерода в любом *i*-ом компоненте топлива находим по соотношению:

$$C_i = \frac{g_i \cdot 12n_i}{M_i}$$

где *n_i* – число атомов углерода в данном компоненте топлива.

Содержание углерода:

$$C = \sum_{CO_2}^{C_4H_{10}} C_i = \sum_{CO_2}^{C_4H_{10}} \frac{g_i \cdot 12n_i}{M_i} = \frac{1,78 \cdot 12 \cdot 1}{44} + \frac{64,97 \cdot 12 \cdot 1}{16} + \frac{7,06 \cdot 12 \cdot 2}{30} + \frac{12,42 \cdot 12 \cdot 3}{44} + \frac{(8,83 + 4,48) \cdot 12 \cdot 4}{58} = 76,04 \%$$

Содержание водорода:

$$H = \sum_{CH_4}^{C_4H_{10}} C_i = \sum_{CH_4}^{C_4H_{10}} \frac{g_i \cdot m_i}{M_i} = \frac{64,97 \cdot 4}{16} + \frac{7,06 \cdot 6}{30} + \frac{12,42 \cdot 8}{44} + \frac{(8,83 + 4,48) \cdot 10}{58} = 22,2 \%$$

где *m* – число атомов водорода в данном компоненте топлива.

Содержание кислорода:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$O = \frac{g_{CO_2} \cdot 16P}{M_{CO_2}} = \frac{1,78 \cdot 16 \cdot 2}{44} = 1,29 \%$$

где P – число атомов кислорода.

$$N = \frac{g_{N_2} \cdot 14K}{M_{N_2}} = \frac{0,46 \cdot 14 \cdot 2}{28} = 0,47 \%$$

где K – число атомов азота.

Проверка:

$$C + H + O + N = 76,04 + 22,2 + 1,29 + 0,47 = 100 \%$$

Определим теоретическое количество воздуха, необходимого для сжигания 1 кг газа, по формуле:

$$L_0 = \frac{0,0267C + 0,08H + 0,01(S - O)}{0,23} = \frac{0,0267 \cdot 76,04 + 0,08 \cdot 22,2 - 0,01 \cdot 1,29}{0,23} = 16,49 \text{ кг / кг}$$

Найдем действительное количество воздуха, которое требуется для сжигания 1 кг газа.

Для печей с излучающими стенками коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,03 \div 1,07$. Принимаем $\alpha = 1,06$. Тогда действительное количество воздуха:

$$L_D = \alpha \cdot L_0 = 1,06 \cdot 16,49 = 17,48 \text{ кг / кг}$$

или

$$V_D = \frac{L_D}{\gamma_6} = \frac{17,48}{1,293} = 12,52 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

где $\gamma_6 = 1,293 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха при нормальных условиях (0°C и 760 мм. рт. ст.).

Определим количество продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива:

$$m_{CO_2} = 0,0367 \cdot C = 0,0367 \cdot 76,04 = 2,79 \text{ кг/кг}$$

$$m_{H_2O} = 0,09 \cdot H = 0,09 \cdot 22,2 = 2,0 \text{ кг/кг}$$

$$m_{O_2} = 0,23 \cdot L_0 (\alpha - 1) = 0,23 \cdot 16,49 \cdot (1,06 - 1) = 0,23 \text{ кг/кг}$$

$$m_{N_2} = 0,77 \cdot L_0 \alpha + N = 0,77 \cdot 16,49 \cdot 1,06 + 0,47 = 13,93 \text{ кг/кг}$$

Суммарное количество продуктов сгорания:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$\sum m_i = 2,79 + 2,0 + 0,23 + 13,93 = 18,95 \text{ кг/кг}$$

Проверка:

$$\sum m_i = 1 + \alpha L_0 = 1 + 1,06 \cdot 16,49 \approx 18,9$$

Содержанием влаги в воздухе пренебрегаем.

Найдем объемное количество продуктов сгорания в м^3 на 1 кг топлива (при нормальных условиях):

$$V_{\text{CO}_2} = \frac{m_{\text{CO}_2} \cdot 22,4}{M_{\text{CO}_2}} = \frac{2,79 \cdot 22,4}{44} = 1,42 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{m_{\text{H}_2\text{O}} \cdot 22,4}{M_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{2,0 \cdot 22,4}{18} = 2,49 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{O}_2} = \frac{m_{\text{O}_2} \cdot 22,4}{M_{\text{O}_2}} = \frac{0,23 \cdot 22,4}{32} = 0,16 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{N}_2} = \frac{m_{\text{N}_2} \cdot 22,4}{M_{\text{N}_2}} = \frac{13,93 \cdot 22,4}{28} = 11,14 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Суммарный объем продуктов сгорания:

$$\sum V_i = 1,42 + 2,49 + 0,16 + 11,14 = 15,21 \text{ кг/кг}$$

Плотность продуктов сгорания при 0 °С и 760 мм. рт. ст.

$$\gamma_0 = \frac{\sum m_i}{\sum V_i} = \frac{18,95}{15,21} = 1,246 \text{ кг/м}^3$$

Определим содержание продуктов сгорания при различных температура по уравнению:

$$q_t = t(m_{\text{CO}_2} c_{\text{CO}_2} + m_{\text{H}_2\text{O}} c_{\text{H}_2\text{O}} + m_{\text{O}_2} c_{\text{O}_2} + m_{\text{N}_2} c_{\text{N}_2})$$

где t – температура продуктов сгорания (дымовых газов), °С; c – средние массовые теплоемкости компонентов дымовых газов, определяемые из таблицы

Найдем для примера q_{200} :

$$q_{200} = 200(2,79 \cdot 0,218 + 2,49 \cdot 0,451 + 0,16 \cdot 0,224 + 11,14 \cdot 0,250) = 910 \text{ ккал/кг}$$

Результаты расчетов сведены в табл.

$t, \text{°C}$	0	200	400	800	1000	1400	2000
----------------	---	-----	-----	-----	------	------	------

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

q_t , ккал/кг	0	910	1820	3640	4550	6370	9100
-----------------	---	-----	------	------	------	------	------

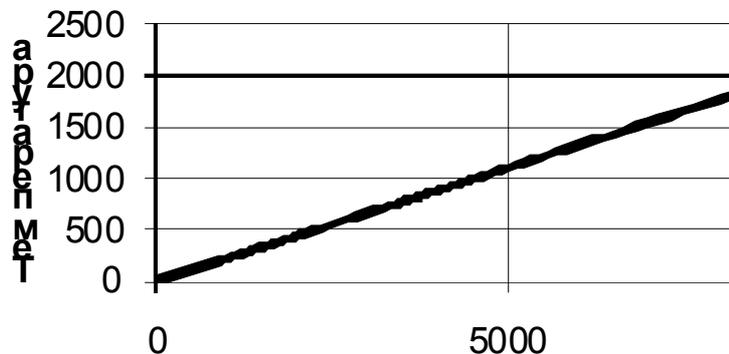


График зависимости теплосодержания от температуры.

По данным этой таблицы строим график $q-t$.

КПД печи и расход топлива

КПД (коэффициент полезного действия) печи найдем по формуле:

$$\eta = 1 - \left(\frac{q_{nom.}}{Q_p^n} + \frac{q_{yx.}}{Q_p^n} \right)$$

где $\frac{q_{nom.}}{Q_p^n}$ - потери тепла в окружающую среду, в долях от низшей

теплоты сгорания топлива; $\frac{q_{yx.}}{Q_p^n}$ - потери тепла с уходящими дымовыми

газами, в долях от низшей теплоты сгорания топлива.

Примем, что $\frac{q_{nom.}}{Q_p^n} = 0,07$ и что температура дымовых газов, покидающих конвекционную камеру печи, на $240\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше температуры t_{In} пара поступающего в печь:

$$t_{yx.} = t_{In} + \Delta t = 160 + 240 = 400\text{ }^{\circ}\text{C}$$

При $t_{yx.} = 400\text{ }^{\circ}\text{C}$ найдем по графику $q-t$ потерю тепла с уходящими дымовыми газами:

$$q_{yx.} = 1820\text{ ккал/кг}$$

или в долях от низшей теплоты сгорания топлива:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$\frac{q_{yx.}}{Q_p^n} = \frac{1820}{12798} = 0,142$$

Подставив числовые значения величин, получим, что КПД печи

$$\eta = 1 - (0,07 + 0,142) = 0,788$$

Полную тепловую нагрузку печи, или теплопроизводительность газовых горелок при КПД печи равному 0,823 найдем из формулы:

$$Q_T = \frac{Q_{\text{полезн.}}}{\eta} \text{ ккал/ч}$$

где $Q_{\text{полезн.}}$ - полезное тепло печи, ккал/ч.

Полезное тепло печи рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{полезн.}} = Q_{\text{нефти}} + Q_{\text{мазута}} + Q_{\text{пара}}$$

$$Q_{\text{полезн.}} = G_n (e q_{t_{2n}}^{nn} + (1 - e) q_{t_{2n}}^{\text{жсн}} - q_{t_{1n}}^{\text{жсн}}) + G_m (q_{t_{2m}}^{\text{жсм}} - q_{t_{1m}}^{\text{жсм}}) + G_n (c_p^n (t_{2n} - t_{1n}))$$

где G_n , G_m , G_n – производительность печи по нефти, мазуту и пару, кг/ч;
 e – массовая доля отгона нефти на выходе из печи при $t_{2n} = 370$ °С;
определяем ее по табл. она равна 0,4349; q_t – теплосодержания паровой и жидкой фаз нагреваемых продуктов при температурах t_1 и t_2 , ккал/кг;

По таблицам теплосодержаний жидких нефтепродуктов и нефтяных паров, зная плотности нефти, отгона, остатка однократного испарения и мазута, найдем:

$$q_{t_{1n}}^{\text{жсн}} = q_{210}^{\text{жсн}} = 108,05 \text{ ккал/кг}$$

$$q_{t_{2n}}^{\text{жсн}} = q_{370}^{\text{жсн}} = 215,65 \text{ ккал/кг}$$

$$q_{t_{2n}}^{nn} = q_{370}^{nn} = 271,13 \text{ ккал/кг}$$

$$q_{t_{1m}}^{\text{жсм}} = q_{350}^{\text{жсм}} = 195,61 \text{ ккал/кг}$$

$$q_{t_{2m}}^{\text{жсм}} = q_{380}^{\text{жсм}} = 217,11 \text{ ккал/кг}$$

Тогда

$$Q_{\text{полезн.}} = 15000 \cdot (0,4349 \cdot 217,13 + (1 - 0,4349) \cdot 215,65 - 108,05) + 9000(217,11 - 195,61) + 413(0,48(370 - 160)) = 2034150 \text{ ккал/ч}$$

$$Q_{\text{нефти}} = 1799000 \text{ ккал/ч} \quad Q_{\text{мазута}} = 193500 \text{ ккал/ч}$$

$$Q_{\text{пара}} = 41650 \text{ ккал/ч}$$

Подставляя в формулу заданные и найденные величины, получим:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$Q_T = \frac{2034150}{0,788} = 2582000 \text{ ккал/ч}$$

Часовой расход топлива:

$$B_{\text{нефть}} = \frac{Q_{\text{нефть}}}{Q_p^n \eta} = \frac{1799000}{12798 \cdot 0,788} = 178 \text{ кг/ч}$$

$$B_{\text{мазут}} = \frac{Q_{\text{нефть}}}{Q_p^n \eta} = \frac{193500}{12798 \cdot 0,788} = 19 \text{ кг/ч}$$

$$B_{\text{пара}} = \frac{Q_{\text{пара}}}{Q_p^n \eta} = \frac{41650}{12798 \cdot 0,788} = 5 \text{ кг/ч}$$

$$B = \frac{Q_{\text{полезн.}}}{Q_p^n \eta} = \frac{Q_T}{Q_p^n} = \frac{2472000}{12798} = 202 \text{ кг/ч}$$

или

$$B' = \frac{B}{\gamma_T} = \frac{202}{0,760} = 266 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Камера радиации и поверхность теплообмена

Поверхность нагрева радиантных труб определяется по формуле:

$$H_p = \frac{Q_p}{q_p}$$

где Q_p – количество тепла, переданного сырью в камере радиации, ккал/ч; q_p – теплонапряженность радиантных труб.

Количество тепла, переданного сырью, в камере радиации (прямая отдача топки) будет складываться из прямой отдачи тепла нефти и мазуту. Конвекционный змеевик печи служит пароперегревателем. Поэтому тепло, сообщаемое в печи сырью, будет равно прямой отдаче топки:

$$Q_p = Q_{\text{нефть}} + Q_{\text{мазут}}$$

Тогда из уравнения теплового баланса топки, количество тепла переданного сырью (нефть и мазут):

$$Q_p = (Q_p^n \eta_m - q_{t_{II}}^r) B$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

где η_m - коэффициент эффективности (КПД) топки; $q_{t_{II}}^r$ - теплосодержание дымовых газов на выходе из камеры радиации при температуре t_{II} .

Примем $t = 800$ °С и определим по графику $q-t$:

$$q_{t_{II}}^r = q_{800}^r = 3642 \text{ ккал/ч}$$

Ранее было принято, что потери в окружающую среду равны 7%. Пусть 5 % в том числе составляют потери тепла в топке. Тогда КПД топки, без ущерба для точности расчета примем:

$$\eta_m = 1 - 0,05 = 0,95$$

Тогда для нефти:

$$Q_{рн} = (12798 \cdot 0,95 - 3642) \cdot 178 = 1516000 \text{ ккал/кг}$$

для мазута

$$Q_{рм} = (12798 \cdot 0,95 - 3642) \cdot 19 = 162000 \text{ ккал/кг}$$

Имея в виду, что печь предназначена для нагрева нефти и мазута, то примем средние теплонапряженности для нефти $q_{рн} = 40000 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч)}$ и мазута $q_{рм} = 27000 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч)}$.

Таким образом, поверхность нагрева экранных труб нефти будет равна:

$$H_{рн} = \frac{1516000}{40000} = 37 \text{ м}^2$$

мазута

$$H_{рм} = \frac{162000}{27000} = 6 \text{ м}^2$$

Определим температуру сырья (нефти) на входе в радиантные трубы.

Полагая на основе опытных и расчетных данных, что нефть в конвекционных трубах не испаряется, найдем теплосодержание ее и мазута

$q_{t_k}^{жс}$ на входе в радиантные трубы из уравнения:

$$Q_p = G [e q_{t_2}^r + (1 - e) q_{t_2}^{жс} - q_{t_k}^{жс}]$$

Тогда для нефти найдем:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$q_{t_{кн}}^{жс} = e q_{t_{2н}}^{\Pi} + (1-e) q_{t_{2н}}^{жс} - \frac{Q_{рн}}{G_{н}} = 0,4349 \cdot 271,15 + (1-0,4349) \cdot 215,65 - \frac{1516000}{15000} = 139 \text{ ккал/кг}$$

для мазута:

$$q_{t_{кн}}^{жс} = q_{t_{2м}}^{жс} - \frac{Q_{рм}}{G_{м}} = 217,11 - \frac{162000}{9000} = 199 \text{ ккал/кг}$$

По таблице теплосодержаний жидких нефтепродуктов (5, стр. 321) искомые температуры $t_{кн} = 260 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и $t_{км} = 356 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Выбираем трубы диаметром $127 \times 8 \text{ мм}$ с полезной длиной $l_{тр.} = 3,5 \text{ м}$ (полная длина трубы, с учетом особенностей крепления в цилиндрических печах, равна 4 м). Число радиантных труб для нефти и мазута:

$$N_{рн} = \frac{H_{рн}}{\pi d_n l_{тр.}} = \frac{37}{3,41 \cdot 0,102 \cdot 3,5} = 26$$

$$N_{рм} = \frac{H_{рм}}{\pi d_n l_{тр.}} = \frac{6}{3,41 \cdot 0,102 \cdot 3,5} = 4$$

$$N_p = N_{рн} + N_{рм} = 26 + 4 = 30$$

Учитывая опыт промышленности, принимаем печь беспламенного горения с двухрядным экраном двухстороннего обогрева, с горизонтальным шахматным расположением труб и двумя нижними конвективными пучками. По существующим нормам принимаем шаг радиантных труб $S = 0,25 \text{ м}$. Тогда расстояние между вертикальными рядами радиантных труб:

$$S_1 = \frac{S \sqrt{3}}{2} = \frac{0,25 \cdot 1,73}{2} = 0,215 \text{ м}$$

По данным Гипронефтемаша расстояние от излучающих стен до трубного экрана должно быть от 0,6 до 1,0 м. Принимаем это расстояние

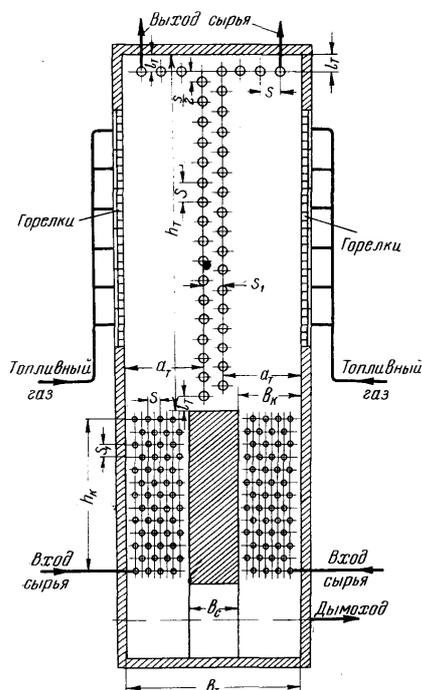


Схема печи с излучающими стенками топki.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$a_m = 1$ м. В каждом вертикальном ряду экрана разместим по 10 труб нефтяных и по 2 мазутных. Тогда высота радиантной камеры (топки) будет

$$h_m = (N'_p - 1)S - 0,5S + 2l_m = \\ = ((10 + 2)0,25 + 0,5 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,25 = 3,375 \text{ м}$$

где N'_p —число труб в одном вертикальном ряду; $l_m = 0,25$ м—расстояние от нижней и верхней труб вертикального ряда соответственно до пода и потолка печи.

Ширина радиантной камеры печи:

$$b_m = 2a_m + S_1 = 2 \cdot 1 + 0,215 = 2,215 \text{ м}$$

На потолке левой и правой частей радиантной камеры размещаем по три трубы с шагом 0,25 м. Объем камеры радиации:

$$V_m = b_m h_m l_m = 2,215 \cdot 3,375 \cdot 3,5 = 26,16 \text{ м}^3$$

Теплонапряженность топочного объема такой печи будет:

$$q_v = \frac{Q_T}{V_m} = \frac{2582000}{26,16} = 98700 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$$

Для обеспечения равномерного обогрева каждой трубы экрана по окружности и по длине принимаем для проектируемой печи газовые горелки Гипронефтемаша типа ГБП2а-60 теплопроизводительностью $q_G = 60000$ ккал/ч каждая. Количество горелок:

$$n = \frac{Q_T}{q_G} = \frac{2582000}{60000} = 43$$

Принимаем для каждой из двух излучающих стен топки по 24 горелки: 6 горелок по длине излучающей стены и 4 горелки по высоте.

Так как размер горелки $0,5 \times 0,5$ м, то площадь каждой излучающей стены печи:

$$R = (6 \cdot 0,5) \cdot (4 \cdot 0,5) = 5 \text{ м}^2$$

Средняя теплоемкость нефти в интервале температур $210 \div 370$ °С:

$$C_{н.ср} = 1,444 + 0,00371 \cdot \left(\frac{210 + 370}{2} - 273 \right) \cdot (2,1 - 0,8945) = 1,520 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$$

$$\rho_{288}^{288} = \rho_{287}^{293} + 5\alpha = 0,8943 + 5 \cdot 0,00065 = 0,8945$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

α - температурная поправка.

Средняя теплоемкость мазута в интервале температур 350÷380 °С:

$$C_{н.ср} = 1,444 + 0,00371 \cdot \left(\frac{350 + 380}{2} - 273 \right) \cdot (2,1 - 0,9594) = 1,833 \text{ кДж/(кг·К)}$$

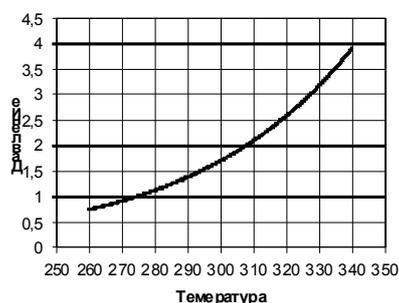
$$\rho_{288}^{288} = \rho_{287}^{293} + 5\alpha = 0,8943 + 5 \cdot 0,00065 = 0,8945$$

α - температурная поправка.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

3.2. Гидравлический расчет змеевика печи

Целью гидравлического расчета является определение давления сырья на входе в змеевик печи. Так как давление на выходе из змеевика печи известно—в нашем случае $\pi_{кн} = 1,8$ кГ/см^2 и $\pi_{км} = 0,23$ кГ/см^2 то для отыскания давления на входе в змеевик необходимо рассчитать потери напора в нем. В проектируемой печи происходит частичное испарение нефти, поэтому гидравлический расчет змеевика ведем по методу Б. Д. Бакланова.



Давление сырья на входе в змеевик печи рассчитываем по формуле:

$$\pi_{\text{вх.}} = \pi_{\text{к}} + \Delta P_u + \Delta P_n + \Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{ст.}}$$

где ΔP_u — потери напора на участке испарения, кГ/см^2 ; ΔP_n — потери напора на участке нагрева радиантных труб, кГ/см^2 ; $\Delta P_{\text{к}}$ — потери напора в конвекционном змеевике печи (по одному потоку), кГ/см^2 ; $\Delta P_{\text{ст.}}$ — статический напор, необходимый для подъема нефти в змеевике от уровня ее ввода в конвекционный змеевик до уровня вывода из радиантных труб, кГ/см^2 .

Расчет необходимо начинать с определения потерь напора на участке испарения:

$$\Delta P_u = \pi_n - \pi_{\text{к}}$$

где π_n — давление в начале участка испарения.

Началом участка испарения называется то сечение змеевика печи, в котором сырье закипает, т. е. достигает температуры начала однократного испарения. При этой температуре упругость насыщенных паров сырья становится равной давлению в начале участка испарения.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Давление в начале участка испарения определяется методом постепенного приближения. Для некоторого облегчения расчетов предварительно строят вспомогательную кривую зависимости температуры начала однократного испарения сырья от давления (или кривую $P = f(t_{н.о.и.})$ — зависимости упругости насыщенных паров сырья от температуры начала однократного испарения).

Фракционный состав отбензиненной нефти приведен в табл.

Пределы кипения фракций, °С	180-250	250-300	300-345	345-437	437-462	462-500	Выше 500
Выход фракций, масс. %	10,69	9,56	7,90	16,40	6,22	9,45	39,78

Порядок построения кривой $P = f(t_{н.о.и.})$ следующий:

1. Для каждой фракции отбензиненной нефти (см. табл. 23) находим среднюю температуру кипения (как среднеарифметическую температуру начала и конца кипения).

2. Рассчитываем молекулярные массы фракций по формуле Б. П. Воинова:

$$M = 60 + 0,3t_{cp.} + 0,001t_{cp.}^2$$

3. Зная массовую долю x_i , каждой фракции в сырье и ее молекулярную массу M_i , находим ее мольную долю x'_i в сырье по формуле:

$$x'_i = \frac{x_i/M_i}{\sum_1^n x_i/M_i}$$

Каждую узкую фракцию в соответствии с ее молекулярной массой приравниваем (условно) к индивидуальному углеводороду (алкану) и находим при нескольких температурах (в нашем случае при 260, 300 и 340 °С) по диаграмме Кокса для каждой фракции (приравненной к индивидуальному углеводороду) упругость P_i насыщенных паров. Вычисляем произведения $P_i x'_i$, выражающие парциальное давление паров

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

каждой фракции, и по уравнению изотермы жидкой фазы находим для каждой из выбранных температур упругость паров сырья, т. е. давление, при котором сырье закипит при данной температуре.

Все эти определения и расчеты сведены в табл. 24.

По данным этой таблицы построена кривая $P = f(t_{н.о.у.})$ упругости паров нефти.

Предварительно задаемся давлением в начале участка испарения $\pi_n = 1,9 \text{ ат}$ и по кривой находим температуру начала однократного испарения (закипания) отбензиненной нефти, соответствующую этому давлению, $t_n = 307 \text{ }^\circ\text{C}$. Эта температура выше той, с которой нефть входит в радиантные трубы ($t_{кн} = 260 \text{ }^\circ\text{C}$). Это значит, что испарение нефти начинается в радиантной секции.

Найдем эквивалентную (расчетную) длину радиантных труб для одного потока нефти:

$$l_o = l'_{mp} \cdot N_{pl} + \psi d_e (N_{pl} - 1)$$

где $l'_{mp} = 4 \text{ м}$ — полная длина трубы; $N_{pl} = 15$ — число радиантных труб в одном потоке; $\psi = 50$ — коэффициент, зависящий от вида соединения труб; $d_e = 0,111 \text{ м}$ — внутренний диаметр радиантных труб.

Пределы кипения фракции, °C	$t_{ср.},$ °C	M_i	$x_i,$ мас. %	$\frac{x_i}{M_i}$	x'_i	260°C		300 °C		340 °C	
						$P_i,$ мм. рт. ст.	$P_i x'_i,$ мм. рт. ст.	$P_i,$ мм. рт. ст.	$P_i x'_i,$ мм. рт. ст.	$P_i,$ мм. рт. ст.	$P_i x'_i,$ мм. рт. ст.
180-250	215	171	10,69	0,063	0,210	2000,0	420,0	5000	1050,0	9000	1890,0
250-300	275	218	9,56	0,044	0,147	550,0	80,9	1500	220,5	3750	551,3
300-345	325	263	7,90	0,030	0,100	200,0	20,0	650	65,0	1700	170,0
345-437	390	329	16,4	0,050	0,167	30,0	5,0	125	20,9	800	133,6
437-462	440	386	6,22	0,016	0,053	4,5	0,2	20	1,1	175	9,3
462-500	475	428	9,45	0,022	0,073	0	0	7	0,5	60	4,4
более 500	550	528	39,78	0,075	0,250	0	0	0	0	7	1,8
Итого:			100	0,3	1		526,1 ≈0,72 ат		1358≈ 1,85 ат		2760≈ 3,76 ат

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Тогда

$$l_3 = 4 \cdot 13 + 50 \cdot 0,111(13 - 1) = 126,6 \text{ м}$$

Рассчитаем эквивалентную длину участка испарения по уравнению:

$$l_u = \frac{q_{t_2} - q_{t_n}^{\text{жс}}}{q_{t_2} - q_{t_k}^{\text{жс}}} l_3$$

где q_{t_2} — теплосодержание нефти на выходе из печи; $q_{t_n}^{\text{жс}} = 170,5 \text{ ккал/кг}$ — теплосодержание сырья в начале участка испарения при $t_n = 307 \text{ }^\circ\text{C}$; $q_{t_k}^{\text{жс}} = 132 \text{ ккал/кг}$ — теплосодержание сырья на входе в радиантные трубы.

$$q_{t_2} = e q_{t_2}^{\text{п}} + (1 - e) q_{t_2}^{\text{жс}} = 0,435 \cdot 271,1 + (1 - 0,435) 215,7 = 239,8 \text{ ккал/кг}$$

Тогда

$$l_u = \frac{239,8 - 170,5}{239,8 - 132} 126,6 = 87,0 \text{ м}$$

Определим давление в начале участка испарения по формуле Б. Д. Бакланова:

$$\pi_n = \sqrt{\pi_k^2 + A l_u \pi_k + B l_u^2}$$

где $\pi_k = 1,8 \text{ ат} = 1,8 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2$ — давление сырья на выходе из змеевика печи или, что то же самое, в конце участка испарения; A и B — расчетные коэффициенты.

Коэффициент A находим по формуле:

$$A = \frac{0,083 \lambda L_1^2}{\gamma_{\text{жс}} d_s^5}$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления, равный для атмосферных печей 0,020—0,024, принимаем $\lambda = 0,024$; L_1 — секундный расход сырья по одному потоку, кг/сек ; $\gamma_{\text{жс}} = 753 \text{ кг/м}^3$ — плотность нефти при средней температуре на участке испарения $t_{\text{ср.}} = 0,5(307 + 350) = 329 \text{ }^\circ\text{C}$.

Тогда

$$A = \frac{0,083 \cdot 0,024 \cdot 2,08^2}{753 \cdot 0,111^5} = 0,679$$

Коэффициент B находим по формуле:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$B = A \frac{e\gamma_{жс}}{l_u \gamma_n}$$

где $e = 0,435$ —массовая доля отгона сырья на выходе из печи;
 $\gamma_n = \frac{1}{2000}$ — средняя плотность паров сырья при давлении 1 кг/м^2 в кг/м^3
 (принимается).

После подстановки числовых значений в формулу получим:

$$B = 0,679 \frac{0,435 \cdot 753}{87 \frac{1}{2000}} = 5112$$

Давление в начале участка испарения равно:

$$\begin{aligned} \pi_n &= \sqrt{(1,8 \cdot 10^4)^2 + 0,679 \cdot 87 \cdot 1,8 \cdot 10^4 + 5112 \cdot 87^2} = \\ &= 1,907 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2 \approx 1,9 \text{ кг/см}^2 \end{aligned}$$

Полученное значение π_n достаточно близко к ранее принятому, поэтому пересчета не делаем. Вычисляем потерю напора на участке испарения:

$$\Delta P_u = 1,9 - 1,8 = 0,1 \text{ кг/см}^2$$

Потери напора ΔP_n на участке нагрева радиантных труб найдем по формуле:

$$\Delta P_n = \lambda \frac{l_n}{d_e} \cdot \frac{u^2}{2 \cdot 9,81 \gamma_{жс}}$$

где $\lambda = 0,031$ — коэффициент гидравлического сопротивления, выбирается по таблице; l_n — эквивалентная длина участка нагрева радиантных труб по одному потоку, м; $d_e = 0,111 \text{ м}$ — внутренний диаметр радиантных труб; u — массовая скорость сырья в трубах, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сек})$; $9,81$ — безразмерный коэффициент перевода ньютонов в килограммы; $\gamma_{жс}$ — плотность сырья при средней температуре на участке нагрева радиантных труб.

$$t_{ср.н} = \frac{210 + 260}{2} = 235 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t_{ср.м} = \frac{356 + 350}{2} = 353 \text{ }^\circ\text{C}$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$\gamma_{ж.н} = \frac{0,894}{1 + 0,00065(235 - 20)} = 0,774 \text{ т/м}^3$$

$$\gamma_{ж.м} = \frac{0,959}{1 + 0,00057(355 - 20)} = 0,806 \text{ т/м}^3$$

Эквивалентная длина участка нагрева радиантных труб:

$$l_{н.н} = l_3 - l_u = 126,6 - 87,0 = 39,6 \text{ м}$$

$$l_{н.м} = l'_{мп} \cdot N_{pl} + \psi d_e (N_{pl} - 1) = 4 \cdot 2 + 50 \cdot 0,111(2 - 1) = 13,6 \text{ м}$$

Массовая скорость сырья в трубах (одного потока):

$$u_n = \frac{4G_n}{2 \cdot 3600 \pi d_g^2} = \frac{4 \cdot 15000}{2 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot 0,111^2} = 215 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{сек)}$$

$$u_m = \frac{4G_m}{2 \cdot 3600 \pi d_g^2} = \frac{4 \cdot 9000}{2 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot 0,111^2} = 129 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{сек)}$$

Подставляя в формулу для ΔP_n числовые значения величин для нефти и мазута, получим:

$$\Delta P_{н.н} = 0,031 \frac{39,6}{0,111} \cdot \frac{215^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 774} = 33,7 \text{ кг/м}^2 = 0,0034 \text{ кг/см}^2$$

$$\Delta P_{н.м} = 0,031 \frac{13,6}{0,111} \cdot \frac{129^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 806} = 4 \text{ кг/м}^2 = 0,0004 \text{ кг/см}^2$$

Потери напора в конвекционном змеевике (по одному потоку) найдем по формуле:

$$\Delta P_k = \lambda \frac{l_k}{d_g} \cdot \frac{u_k^2}{2 \cdot 9,81 \gamma_{ж}}$$

где $\lambda = 0,031$ (см. выше); l_k — эквивалентная (расчетная) длина конвекционного змеевика по одному потоку, м; $d_g = 0,09$ м — внутренний диаметр конвекционных труб; u_k — массовая скорость сырья в конвекционных трубах, кг/(м²·сек); $\gamma_{ж}$ — плотность сырья при средней температуре в конвекционных трубах.

$$t_{ср.н} = \frac{260 + 370}{2} = 315 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t_{ср.м} = \frac{356 + 380}{2} = 368 \text{ }^\circ\text{C}$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$\gamma_{ж.н} = \frac{0,894}{1 + 0,00065(315 - 20)} = 0,750 \text{ т/м}^3$$

$$\gamma_{ж.м} = \frac{0,959}{1 + 0,00057(368 - 20)} = 0,800 \text{ т/м}^3$$

Эквивалентная длина конвекционного змеевика по одному потоку:

$$l_k = N_{к_1} l'_{мп.} + \psi d_g (N_{к_1} - 1)$$

где $N_{к_1}$ — число труб в одном потоке; $l_{мп.} = 4 \text{ м}$ — полная длина трубы; $\psi = 50$.

Тогда для нефти и мазута

$$l_{кн} = 22 \cdot 4 + 50 \cdot 0,9(22 - 1) = 1033 \text{ м}$$

$$l_{км} = 4 \cdot 4 + 50 \cdot 0,9(4 - 1) = 151 \text{ м}$$

Массовая скорость:

$$u_{к.н} = \frac{4 \cdot 15000}{2 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot 0,09^2} = 327 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{сек)}$$

$$u_{к.м} = \frac{4 \cdot 9000}{2 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot 0,09^2} = 196 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{сек)}$$

Подставляя в формулу для ΔP_k числовые значения величин, получаем:

$$\Delta P_{к.н} = 0,031 \frac{1033}{0,09} \cdot \frac{327^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 750} = 2586 \text{ кг/м}^2 = 0,2586 \text{ кг/см}^2$$

$$\Delta P_{к.м} = 0,031 \frac{151}{0,09} \cdot \frac{196^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 800} = 127 \text{ кг/м}^2 = 0,0127 \text{ кг/см}^2$$

Определяем статистический напор, необходимый для подъема отбензиненной нефти и мазута в змеевике от уровня ввода в конвекционный змеевик до уровня вывода из радиантных труб:

$$\Delta P_{ст.} = (h_m + h_k) \rho_{ж}$$

где $\rho_{ж}$ — удельный вес сырья при $t_{ср.}$.

Таким образом, давление сырья на входе в змеевик печи будет:

$$\pi_{вх.н} = 1,8 + 0,1 + 0,0034 + 0,2586 + 0,3308 \approx 2,49 \text{ кг/см}^2$$

$$\pi_{вх.м} = 0,23 + 0,0004 + 0,0127 + 0,3529 \approx 0,60 \text{ кг/см}^2$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

3.3. Расчет потерь напора в газовом тракте печи

Общие потери напора по газовому тракту печи, или величина тяги в дымовой трубе, рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_{\text{общ.}} = \Delta P_p + \Delta P_k + \Delta P_b + \Delta P_{\text{тр.}}$$

где ΔP_p — величина разрежения в камере радиации, принимаем $\Delta P_p = 2$ мм вод. ст.; ΔP_k — потери напора в камере конвекции, мм вод. ст.; ΔP_b — потери напора в борове, мм вод. ст.; $\Delta P_{\text{тр.}}$ — потери напора в дымовой трубе, мм вод. ст.

Потери напора в камере конвекции ΔP_k найдем по формуле:

$$\Delta P_k = \Delta P'_n + \Delta P_{\text{ст.}}$$

где $\Delta P'_n$ — потери напора в конвекционном пучке труб, мм вод. ст.; $\Delta P_{\text{ст.}}$ — статический напор в камере конвекции при нисходящем потоке газов, мм вод. ст.

Потери напора в конвекционном пучке труб определяем по формуле В. М. Антуфьева и Л. С. Казаченко

$$\Delta P_n = C_1 C_2 (m + 1) \text{Re}^{-0,27} \frac{u^2}{\gamma_k \cdot 9,81}$$

где $C_1 = f\left(\frac{S}{d_n}\right)$ — коэффициент, берется по таблице, в нашем случае при

$\frac{S}{d_n} = \frac{172}{102} = 1,69$ $C_1 = 1,5$; $C_2 = f\left(\frac{S_1}{d_n}\right)$ — коэффициент, берется по графику, в нашем

случае при $\frac{S_1}{d_n} = \frac{148}{102} = 1,45$ $C_2 = 0,88$; $m = 8$ — число горизонтальных рядов труб в

конвекционном пучке; Re — критерий Рейнольдса; $u = 0,37$ кг/(м²·сек) — массовая скорость газов в узком сечении пучка (найдена ранее); γ_k — плотность дымовых газов при их средней температуре в конвекционной камере, кг/м³.

Определим среднюю температуру газов в конвекционной камере:

$$t_{\text{ср.}} = \frac{t_{\text{II}} + t_{\text{yx.}}}{2} = \frac{800 + 400}{2} = 600 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Значение критерия Рейнольдса подсчитаем по формуле:

$$Re = \frac{ud_n}{\gamma_k \nu}$$

где $\nu = 97 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{сек}$ — кинематическая вязкость дымовых газов $t_{cp.} = 550 \text{ }^\circ\text{C}$ — по таблице.

Определим величину γ_k по формуле:

$$\gamma_k = \frac{T_0 \gamma_0}{T_{cp.}}$$

где $T_0 = 273 \text{ }^\circ\text{K}$; $\gamma_0 = 1,24 \text{ кг}/\text{м}^3$ — плотность дымовых газов при $0 \text{ }^\circ\text{C}$ и 760 мм рт. ст. , рассчитанная выше; $T_{cp.} = 600 + 273 = 873 \text{ }^\circ\text{K}$ — средняя абсолютная температура дымовых газов.

Тогда

Подсчитаем ΔP_n :

$$\Delta P_n = 1,5 \cdot 0,88(8+1) \cdot 998^{-0,27} \frac{0,37^2}{0,39 \cdot 9,81} = 0,27 \text{ кг}/\text{м}^2 = 0,27 \text{ мм вод. ст.}$$

Рекомендуется найденную величину увеличить на 40 %, поэтому примем

$$\Delta P'_n = 1,4 \Delta P_n$$

$$\Delta P'_n = 1,4 \cdot 0,0659 \approx 0,0922 \text{ мм вод. ст.}$$

Статический напор в камере конвекции при нисходящем потоке газов найдем так:

$$\Delta P_{ст.} = h_k (\rho_{возд.} - \rho_k)$$

где $h_k = 1,036 + 0,53 = 1,566 \text{ м}$ — высота камеры конвекции; $\rho_{возд.}$ и ρ_k — удельный вес воздуха при температуре окружающей среды $t_{возд.} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ и нормальном давлении и удельный вес дымовых газов, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Определим $\rho_{возд.}$:

$$\rho_{возд.} = \frac{1,293 \cdot 273}{30 + 273} = 1,165 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Получим:

$$\Delta P_{ст.} = 1,566(1,165 - 0,39) = 1,214 \text{ мм вод. ст.}$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Тогда

$$\Delta P_{\kappa} = 0,0922 + 1,214 = 1,306 \text{ мм вод. ст.}$$

Потери напора в борове ΔP_{δ} найдем по формуле:

$$\Delta P_{\delta} = \Delta P'_{\delta} + \Delta P''_{\delta}$$

где $\Delta P'_{\delta}$ — потери напора на преодоление местных сопротивлений, мм вод. ст.; $\Delta P''_{\delta}$ — потери напора на прямолинейном участке борова, мм вод. ст.

Предварительно проведем расчет газохода. Схема устройства газоходов печи дана на рисунок.

Площадь поперечного сечения борова подсчитываем по следующей формуле:

$$S_{\delta} = \frac{G}{u}$$

где G — секундное количество продуктов сгорания, кг/сек; u — массовая скорость газов в борове, кг/(м²·сек);

Секундное количество продуктов сгорания:

$$G = \frac{B \sum m_i}{3600} = \frac{202 \cdot 18,95}{3600} = 1,06 \text{ кг/сек}$$

Массовую скорость газов в борове определим так:

$$u = \omega \gamma_{t_{yx}}$$

где $\gamma_{t_{yx}}$ — плотность продуктов сгорания при температуре $t_{yx} = 400$ °С, кг/м³; ω — линейная скорость газов в борове, м/сек.

Найдем плотность продуктов сгорания при $t_{yx} = 400$ °С:

$$\gamma_{t_{yx}} = \gamma_0 \frac{273}{T_{yx}}$$

где $\gamma_0 = 1,24 \text{ кг/м}^3$ — плотность продуктов сгорания при нормальных условиях, рассчитанная раньше.

Тогда

$$\gamma_{t_{yx}} = 1,246 \frac{273}{273 + 400} = 0,505 \text{ кг/м}^3$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Принимаем линейную скорость газов в борове $\omega = 8 \text{ м/сек}$. Тогда массовая скорость газов:

$$u = 8 \cdot 0,505 = 4,04 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сек})$$

Площадь поперечного сечения борова:

$$S_{\sigma} = \frac{1,06}{4,04} = 0,26 \text{ м}^2$$

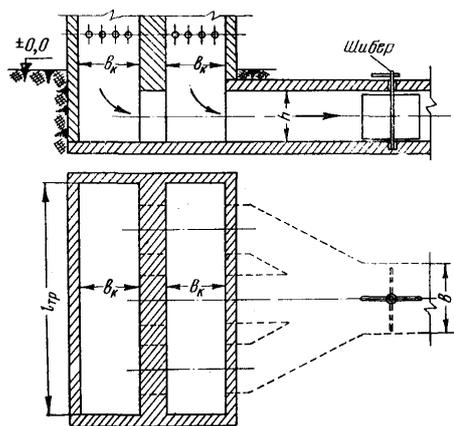


Схема устройства газоходов печи.

Принимаем высоту борова $h = 1,36 \text{ м}$, ширину $b = 1 \text{ м}$, длину $l_0 = 10 \text{ м}$.

Потери напора от местных сопротивлений рассчитываем по формуле:

$$\Delta P'_0 = \sum \xi \frac{u^2}{2 \cdot 9,81 \gamma_{t_{гх}}}$$

где $\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Согласно схеме борова дымовые газы делают в нем два поворота по 90° (один—при входе в боров, другой, не показанный на схеме, при входе в дымовую трубу), проходят шибер, открытый наполовину, и проходят три входных канала в общий коллектор.

Коэффициент местного сопротивления при повороте на 90° :

$$\xi_1 = 1,1C$$

где $C = f\left(\frac{h}{b}\right)$ берется по таблице, в нашем случае при $\frac{h}{b} = \frac{0,27}{0,2} = 1,35$ $C = 0,9$.

Поэтому для двух поворотов получим:

$$2\xi_1 = 2 \cdot 1,1 \cdot 0,9 = 1,98$$

По той же таблице коэффициент местного сопротивления наполовину открытого шибера $\xi_2 = 4$ и коэффициент местного сопротивления при входе газа в коллектор $\xi_3 = 0,04$.

По написанной выше формуле получим:

$$\Delta P'_0 = (1,98 + 4 + 0,04) \frac{4,72^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,505} = 9,9 \text{ мм вод. ст.}$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Потери напора на прямолинейном участке борова:

$$\Delta P''_{\delta} = \lambda \frac{l_{\delta}}{d_{\delta}} \cdot \frac{u^2}{2 \cdot 9,81 \gamma_{t_{yx}}}$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; d_{δ} — эквивалентный диаметр борова, м.

Коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от величины критерия Рейнольдса, находим по формуле:

$$\lambda = \frac{0,857}{(\lg Re)^{2,4}} = \frac{0,857}{\left(\lg \frac{\omega d_{\delta}}{\nu}\right)^{2,4}}$$

где ν — кинематическая вязкость дымовых газов при температуре в борова $t_{\delta} \approx t_{yx} = 400$ °С.

В нашем случае:

$$d_{\delta} = \frac{2hb}{h+b} = \frac{2 \cdot 0,27 \cdot 0,2}{0,27+0,2} = 0,23 \text{ м}$$

По формулам найдем:

$$\nu = 63,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{сек}$$

Тогда

$$\lambda = \frac{0,857}{\left(\lg \frac{8 \cdot 0,23}{63,9 \cdot 10^{-6}}\right)^{2,4}} = 0,0237$$

По написанной выше формуле получим:

$$\Delta P''_{\delta} = 0,237 \frac{4}{0,23} \cdot \frac{4,04^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,505} = 0,689 \text{ кг/м}^2 = 0,689 \text{ мм вод. ст.}$$

Таким образом:

$$\Delta P_{\delta} = 9,91 + 0,68 = 10,59 \text{ мм вод. ст.}$$

Потери напора в дымовой трубе $\Delta P_{тр.}$ найдем по формуле:

$$\Delta P_{тр.} = \Delta P'_{тр.} + \Delta P''_{тр.}$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

где $\Delta P'_{mp.}$ — потери напора при входе газов в трубу и выходе из нее, мм вод. ст.; $\Delta P''_{mp.}$ — потери напора на трение при движении газов в трубе, мм вод. ст.;

Предварительно рассчитаем диаметр дымовой трубы по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4G}{\pi u}}$$

где u — массовая скорость газов на входе в трубу, кг/(м²·сек).

Массовую скорость газов на входе в трубу рассчитаем по формуле:

$$u = \omega \gamma_{ex.}$$

где ω — линейная скорость газов на входе в дымовую трубу, м/сек; $\gamma_{ex.}$ — плотность газов при их температуре входа в дымовую трубу $t_{ex.}$, кг/м³.

Примем линейную скорость газов на входе в дымовую трубу $\omega = 8$ м/сек, а их температуру $t_{ex.} = 395$ °С.

Плотность газов при этой температуре:

$$\gamma_{ex.} = \gamma_0 \frac{273}{t_{ex.} + 273} = 1,246 \frac{273}{395 + 273} = 0,509 \text{ кг/м}^3$$

Массовая скорость газов на входе в трубу

$$u = 8 \cdot 0,509 = 4,07 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{сек)}$$

Подставив в формулу числовые значения величин, получим:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,06}{3,14 \cdot 4,07}} = 0,576 \text{ м}$$

Примем $D = 0,6$ м.

Потери напора при входе газов в трубу и выходе из нее определим по формуле:

$$\Delta P'_{mp.} = (\xi_{ex.} + \xi_{вых.}) \frac{\omega_{cp.}^2 \gamma_{cp.}}{2 \cdot 9,81}$$

где $\xi_{ex.}$ и $\xi_{вых.}$ — коэффициенты местных сопротивлений; $\omega_{cp.}$ — линейная скорость газов при их средней температуре в трубе, м/сек; $\gamma_{cp.}$ — плотность газов при средней температуре кг/м³.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Из таблицы найдем:

$$\xi_{вх.} = 0,3 \text{ и } \xi_{вых.} = 1,0$$

Принимаем температуру газов на выходе из дымовой трубы $t_{вых.} = 370$ °С, имея в виду потери тепла поверхностью трубы в окружающую среду.

Тогда средняя температура газов в трубе будет:

$$t_{cp.} = \frac{t_{вх.} + t_{вых.}}{2} = \frac{395 + 370}{2} = 383 \text{ °С}$$

Плотность газов при этой температуре:

$$\gamma_{cp.} = \gamma_0 \frac{273}{t_{cp.} + 273} = 1,246 \frac{273}{383 + 273} = 0,519 \text{ кг/м}^3$$

Линейная скорость газов при их средней температуре в трубе:

$$\omega_{cp.} = \frac{4G}{\gamma_{cp.} \pi D^2} = \frac{4 \cdot 1,06}{0,519 \cdot 3,14 \cdot 0,6^2} = 7,22 \text{ м/сек}$$

Тогда

$$\Delta P'_{тр.} = (0,3 + 1,0) \frac{7,22^2 \cdot 0,519}{2 \cdot 9,81} = 1,793 \text{ мм вод. ст.}$$

Потери напора на трение при движении газов в дымовой трубе определяем по формуле:

$$\Delta P''_{тр.} = \lambda \frac{H}{D} \cdot \frac{\omega_{cp.}^2 \gamma_{cp.}}{2 \cdot 9,81}$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; H — высота дымовой трубы, м.

Определим λ по формуле Якимова:

$$\lambda = \frac{a}{\sqrt[3]{D}}$$

в которой a — коэффициент, принимаемый по таблице.

В нашем случае:

$$\lambda = \frac{0,025}{\sqrt[3]{0,6}} = 0,030$$

Предварительно принимая высоту дымовой трубы $H = 28$ м, получим:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

$$\Delta P''_{mp.} = 0,030 \frac{28 \cdot 7,22^2 \cdot 0,519}{0,6 \cdot 2 \cdot 9,81} = 1,931 \text{ мм вод. ст.}$$

Таким образом:

$$\Delta P_{mp.} = 1,793 + 1,931 = 3,724 \text{ мм вод. ст.}$$

Общая потеря напора по газовому тракту печи, или величина тяги в дымовой трубе:

$$\Delta P_{общ.} = 2 + 1,306 + 10,59 + 3,724 = 17,62 \text{ мм вод. ст.}$$

Проверим высоту дымовой трубы по формуле:

$$H = \frac{\Delta P_{общ.}}{1,293 \cdot 273 \left(\frac{1}{T_{\epsilon}} - \frac{1}{T_{cp.}} \right)}$$

где T_{ϵ} — абсолютная температура окружающего воздуха; $T_{cp.}$ — абсолютная средняя температура дымовых газов в трубе, равная

$$T_{cp.} = 383 + 273 = 656 \text{ }^{\circ}\text{K}$$

Тогда

$$H = \frac{17,62}{1,293 \cdot 273 \left(\frac{1}{303} - \frac{1}{656} \right)} = 28,1 \text{ м}$$

Ввиду небольшого расхождения рассчитанной и ранее принятой величин H перерасчета не делаем.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

4. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

4.1.Производственные средства безопасности

К средствам производственной безопасности относятся устройства, которые предназначены для оповещения или человека от воздействия опасных производственно и внешних факторов. Конструкции СПБ разнообразны, размерами, назначением, областью применения, принципами действия.

Оградительные устройство предназначены для ограждения опасной зоны либо для предупреждения воздействия опасных производственных факторов на человека. Этот вид устройств получил широкое распространение во всех отраслях экономики.

По конструктивным особенностям оградительные устройства делятся на три типа: *стационарные* (съёмные и несъёмные), *подвижные и полуподвижные*.

Стационарные несъёмные устройства устанавливаются на границе опасной зоны постоянно действующего производственного фактора — работающих агрегатов, машин, механизмов, компьютеров.

Стационарные съёмные оградительные устройства выполняют те же функции, однако в отличие от несъёмных они имеют съёмное крепление, меньшие массу и размеры.¹ Это наиболее распространённый тип оградительных устройств.

Подвижные оградительные устройства используют для ограждения перемещающихся опасных производственных факторов. Разновидностью этих устройств являются временные незакрепленные и переносные оградительные устройства. Подвижные оградительные устройства имеют ручной или механический привод.

Полуподвижные оградительные устройства одной стороной жестко крепятся к неподвижной части агрегата, конструкции механизма, сооружения. Другая часть остается подвижной. При перемещении

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

подвижной части происходит либо поворот оградительного устройства, либо складывание в гармошку, либо сокращение площади ограждения. Полуподвижные оградительные устройства применяют для ограждения перемещающихся опасных зон, а также опасных зон временных производственных факторов.

Блокирующие устройства — СПБ; предупреждающие возникновение опасных производственных факторов при нарушениях параметров технологических процессов и действующего оборудования. Блокирующие устройства либо приостанавливают процесс или работу оборудования, допуская возникновения опасных производственных факторов, либо нормализуют параметры оборудования при их отклонениях выше установленных пределов. По конструкции блокирующие устройства делятся на электронные, механические, электромеханические, фотоэлектрические и электрические.

Электромеханические блокирующие устройства применяют, когда блокирующим элементом является концевой выключатель, соединенный с электромагнитом, при замыкании цепи электромагнит включает рубильник. Такая конструкция универсальна и может быть использована в различных установках.

Электрические блокирующие устройства чаще всего используют в электроустановках высокого напряжения, химических производствах при переработке ядовитых и токсических веществ, на установках и агрегатах с принудительной системой охлаждения.

Фотоэлектрическое блокирующее устройство состоит из источника света, концентрированный луч которого попадает на освещаемый элемент. В результате этого в цепи поддерживается электрический ток, который вызывает размыкание выходных контактов реле и удерживает их в таком положении, пока фотоэлемент освещен. Фотоэлектрические блокирующие

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

устройства применяют для приостановки технологического процесса или работы оборудования при пересечении человеком границы опасной зоны.

Ограничительная техника. К ней относятся технические средства и приспособления, ограничивающие опасную возможного воздействия на человека производственных факторов.

Особую конструкцию представляют устройства, ограничивающие перемещение отдельных видов оборудования и грузов, такие конструкции применяются на оптовых юзах, например, тупиковые ограничители перемещения, мостовых кранов, ограничители массы высоты подъема грузов.

Предохранительные устройства — это устройств; которые предупреждают возникновение опасных производ факторов при различных технологических процессах и работе оборудования путем нормализации паре метров процесса или отключения оборудования.

Предохранительные устройства обеспечивают безопасный выпуск избытков газов, пара или жидкости и снижаю давление в сосуде до безопасного; предупреждают материалов; отключают оборудование при перегрузка и т. д.

Средства сигнализации. К средствам сигнализации относятся устройства, предупреждающие обслуживающие персонал о пуске и остановке оборудования, нарушения и экстремальных отклонениях технологических процесса и работы производственного оборудования, концентрациях ядовитых и взрывоопасных газов в помещении. Сигнализация может быть световой, звуковой или и другой одновременно.

Защитные устройства ограждают человека от возможного воздействия опасных производственных факторов.разнообразны по назначению и конструктивному оформлению. К ним относятся различные экраны, защищающие человека или части его тела отосколками или частицами обрабатываемых материалов; устройства, защищающие от воздействия

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

брызг кислот, и расплавов. Например, мониторы компьютеров озащитными экранами, чтобы предотвратить воздействие на организм оператора.

Средства индивидуальной защиты

Если безопасность работ не может быть обеспечена инструкцией оборудования, организацией производственных процессов, архитектурно-планировочными решениями

техническими средствами безопасности, то применяют средства индивидуальной защиты. В зависимости от назначения средства индивидуальной защиты (СИЗ) включают: специальную одежду и обувь, изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, глаз, рук, головы, лица, органов слуха, предохранительные приспособления и защитные дерматологические средства.

Специальная одежда служит для предохранения тела работающих от неблагоприятного воздействия механических, физических и химических факторов производственной среды.

Спецодежда должна надежно защищать от вредного производственного фактора, не нарушать нормальной терморегуляции организма, обеспечивать свободу движений, удобство ношения и хорошо очищаться от загрязнений, не изменяя при этом своих свойств.

Специальная обувь должна защищать ноги работников от воздействия опасных и вредных производственных факторов. Спецобувь изготавливают из кожи и кожзаменителей, плотных хлопчатобумажных тканей с полихлорвиниловым покрытием, резины. Вместо кожаной подошвы часто применяют кожзаменитель, резину и др. В химических производствах, где применяют кислоты, щелочи и другие агрессивные вещества, пользуются резиновой обувью. Широко применяют также пластмассовые сапоги из смеси поливинилхлоридных смол и синтетических каучуков. Для защиты стопы от повреждений, связанных с падением на ноги отливок и поковок, обувь снабжают стальным носком, выдерживающим удар до 20 кг.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Средства защитные глаз и лица — это очки открытого и закрытого типов, козырьковые очки, ручные и неголовные щитки, шлемы, защищающие глаза и органы дыхания.

При механической обработке материалов применяют очки закрытого типа с безосколочными стеклами. Для защиты маляров-пульверизаторщиков от лакокрасочного тумана при особо неблагоприятных условиях рекомендуется пользоваться шланговым респиратором РМП-62.

При работах в условиях высокой запыленности пользуются шлемами с подачей воздуха в подшлемное пространство; при работах с веществами, раздражающими или проникающими через кожный покров, применяют пневмокостюм из полиэтиленовой пленки, также с подачей внутрь чистого воздуха. Аналогичные пневмокостюмы, но из невоспламеняемых и неплавящихся тканей (прорезиненные ткани, брезент) применяют для кратковременных работ при особо высоких температурах.

Защитные дерматологические средства служат для предупреждения заболеваний кожи при воздействии некоторых вредных производственных факторов. Эти защитные средства выпускают в виде мазей или паст, которые по назначению делятся на:

+ мази и пасты для защиты от нефтепродуктов, растворителей различных углеводородов, жиров, масел, лаков, красок и других органических веществ;

+ мази и пасты для защиты от воды, водных растворов кислот, щелочей, солей, охлаждающих водомасляных эмульсий.

Мази и пасты первой группы гидрофильны и содержат в основном вещества, легко смачиваемые водой и растворимые в ней. Будучи нанесены на кожу, они создают защитный слой, непроницаемый для органических веществ. К ним относятся паста ХИОТ-6, паста Селисского, ИЭР-1, "Миолан", "Флот". Мази и пасты второй группы гидрофобны и содержат в основном жиры и невысыхающие масла или пленкообразующие вещества.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Будучи втертыми в кожу, они образуют в порах и на поверхности кожи барьер, защищающий от вредного воздействия воды, водных растворов солей, кислот, щелочей. К ним относятся цинкстеаратная паста № 2, ИЭР-2, паста Чумакова, защитный силиконовый крем.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

4.2. Средства защиты окружающей среды (экобиозащитная техника) от вредных факторов

Вредные факторы технических систем, технологических и производственных процессов различных объектов экономики неблагоприятно влияют не только на работающих, но и на окружающую среду современных городов. Активной формой защиты окружающей среды населенных мест от вредного воздействия промышленных предприятий является переход к малоотходным и безотходным технологиям, а в условиях сельскохозяйственного производства — к биологическим методам борьбы с сорняками и вредителями.

Вместе с тем в качестве дополнительных и достаточно эффективных средств защиты в настоящее время широко применяются как различное очистное оборудование (аппараты и системы очистки пылевых и газовых выбросов, сточных вод и др.), так и специальные технические устройства по уменьшению интенсивности различных энергетических воздействий техногенного происхождения.

Очистка газопылевых выбросов

Основной физической характеристикой примесей атмосферы является концентрация — масса (мг) вещества в единице объема (м³) воздуха при нормальных условиях. Концентрация примесей (мг/м³) определяет физическое, химическое и другие воздействия веществ на окружающую среду и человека и служит основным параметром при нормировании содержания примесей в атмосфере.

Классификация пылеулавливающего оборудования основана на принципиальных особенностях механизма отделения твердых частиц от газовой фазы. Пылеулавливающее оборудование разнообразно и может быть разделено на 4 типа.

Простыми и широко распространенными являются аппараты сухой очистки воздуха и газов от крупной неслипающейся пыли. К их числу

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

относятся разнообразные по конструкции циклоны, принцип действия которых основан на использовании центробежной силы, действующей на частицы пыли во вращающемся потоке воздуха.

Газы, подвергаемые очистке, вводятся через патрубок по касательной к внутренней поверхности корпуса. За счет тангенциального подвода происходит закрутка газопылевого потока. Частицы пыли отбрасываются к стенке корпуса и по ней ссыпаются в бункер. Газ, освободившись от пыли, поворачивает на 180° и выходит из циклона через трубу. Циклон рекомендуется использовать для предварительной очистки газов и устанавливать перед фильтрами или электрофильтрами.

Для разделения газового потока на очищенный и обогащенный пылью газ используют жалюзийные пылеотделители.

На жалюзийной решетке поток газа, подаваемого на очистку, с расходом Q разделяется на два потока: очищенный с расходом $Q_1 = (0,8 — 0,9) Q$ и обогащенный пылью $Q_2 = (0,1 — 0,2) Q$. Отделение частиц пыли от основного газового потока на жалюзийной решетке происходит под действием инерционных сил, которые заставляют частицы пыли двигаться вдоль жалюзийной решетки, а также за счет отражения частиц от поверхности решетки.

Очистка промышленных и бытовых стоков

Исторически сложившееся размещение производственных комплексов в районах жилой застройки населенных мест не оптимально. Системы водоснабжения и водоотведения в таких агломерациях также являются совместными для жилой и промышленной зоны. На крупных предприятиях, как правило, имеется собственная система водного хозяйства с полным технологическим циклом от забора воды до ее очистки, обезвреживания и утилизации твердой фазы.

Основные элементы системы водного хозяйства населенного пункта и ее взаимодействие с окружающей при одной среде представлены.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Водозаборные сооружения забирают природную воду из поверхностного водоисточника. Насосная станция первого подъема по напорным трубопроводам подает ее на очистные сооружения. Здесь вода очищается до питьевого качества и из резервуаров насосной станцией второго *подъема* подается в населенный пункт, как правило, имеющий водопроводную сеть. Вода используется на пищевые, хозяйственные нужды, полив улиц и насаждений, предприятиях местной промышленности.

Использованную воду (сточные воды) по закрытой сети отводят за пределы города и главной нализационной насосной станцией подают на городские сооружения.

Здесь сточные воды проходят механическую и биологическую очистку, дезинфицируются и подаются на биологические пруды, где очищаются в естественных условиях прудов вода по своим качествам незначительно отчается от воды естественного водоема, может в реку, озеро и т. д.

Количество образующейся твердой фазы на очистных сооружениях зависит от генезиса исходного состава и расхода сточных вод, метода их очистки и составляет в среднем 0,01 — 3% объема. Влажность твердой фазы колеблется от 85 (предприятия стройиндустрии) до 99,8% (активный ил).

Основные задачи обработки шламов и осадков сточных вод — обезвоживание, обеззараживание и утилизация.

В зависимости от зольности они могут быть трех типов;

+ преимущественно минеральные (зольность более 70%),

+ преимущественно органические (зольность менее 30)

+ смешанные (зольность 30 — 70%),

В настоящее время имеется промышленный опыт воз врата в основное производство шламов очистки сточных во стекольных, оптико-механических, металлургических пред приятий, заводов по выпуску строительных изделий, не которых химических производств, а также в качестве добавок во вспомогательные производства — мяскокомбинат ты;

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

молокозаводы (технические жиры, ланолин, жирозаменители); гидролизные заводы (белково-витаминные концентраты); целлюлозное картонно-бумажные комбинат (производство древесноволокнистых плит, картона, целлюлозы).

Утилизация шламов — это сложная многовариантно проблема, основным вопросом которой является предотвращение вторичного загрязнения окружающей среды металлами. Наиболее распространенным способ утилизации шламов очистки сточных вод является их на полигонах промышленных отходов (шла обрабатывают цементом, битумом, стеклом или связующими). Имеется опыт утилизации шламов металлов в производстве строительной кирпича, черепицы. Современные экологические формированию системы водоотведения гальванических учитывают цели цивилизации.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

ВЫВОДЫ.

Вторичная переработка нефтяного и газового сырья получила ныне название нефтехимического синтеза. Уже в настоящее время 25% мировой химической продукции выпускается на основе нефти и углеводородных газов. Ближайшие перспективы развития нефтехимической промышленности исключительно благоприятны как по масштабам производства, так и по безграничному разнообразию промежуточных и конечных продуктов синтеза.

Смолисто-афсальтеновые соединения богаты углеродом, но бедны водородом и могут содержать также кислород, серу, азот и некоторые металлы. Содержание их в сырых нефтях колеблется от 1 до 30% и более. Тяжелые, высоко ароматизированные нефти характеризуются обычно большим содержанием Смолисто-афсальтеновых соединений.

Смолисто-афсальтеновые соединения значительно ухудшают качество нефтепродуктов. Смолисто-афсальтеновые соединения в очень большой степени ухудшают вязкостно-температурные свойства масла. Согласно экспериментальным данным, при повышенном содержании смол усиливается коррозионная агрессивность масла.

К нефтехимической продукции относятся: пластические массы, синтетические каучуки и смолы, синтетические волокна, синтетические моющие средства и поверхностно-активные вещества, некоторые химические удобрения, присадки к топливам и маслам, синтетические смазочные масла, белково-витаминные концентраты, многочисленные индивидуальные органические вещества: спирты, кислоты, альдегиды, кетоны, хлорпроизводные эфиры, гликоли, полигликоли, глицерин и другие, применяющиеся в промышленности, сельском хозяйстве, медицине и в быту.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

Все вышесказанное в полной мере относится к проблемам переработки нефти в Узбекистане.

Смазочные масла, применяемые практически во всех областях техники, в зависимости от назначения выполняют следующие основные функции: уменьшают коэффициент трения между трущимися поверхностями, снижают интенсивность изнашивания, защищают металлы от коррозии, охлаждают трущиеся детали, уплотняют зазоры между сопряженными деталями, удаляют с трущихся поверхностей продукты изнашивания. Несмазочные масла служат рабочими жидкостями в гидравлических передачах, электроизоляционной средой в трансформаторах, конденсаторах, кабелях, масляных выключателях, используются для приготовления смазок, присадок и т. п.

В товарном ассортименте более 400 марок масел различного назначения, однако широко распространено лишь ограниченное число марок.

По источнику сырья масла подразделяются на дистиллятные, полученные из соответствующих масляных фракций вакуумной перегонки мазута; остаточные, полученные из остатка вакуумной перегонки мазута, т. е. из гудрона; компаундированные, полученные при смешении дистиллятного и остаточного компонентов; загущенные, полученные введением в базовые масла загущающих полимерных присадок (в марках масел обозначаются индексом «З»). По способу очистки различают масла кислотнo-щелочной, кислотнo-контактной, селективной и адсорбционной очистки и гидроочистки (или гидрокрекинга). Основное количество масел производят с использованием процессов селективной очистки и депарафинизации.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР.

1. А.И.Скобло, Ю.К.Молоканов, А.И.Владимиров, В.А.Щелкунов. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 677 с: ил.
2. С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев, М. И. Баязитов. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие. Под ред. С. А. Ахметова. — СПб.: Недра, 2006. — 868 с.; ил.
3. В.И.Бондарь. Коррозия и защита материалов. Учеб. Пособие. Мариуполь: ПГТУ, 2009. – 126с.
4. В.И. Мурин и др. Технология переработки природного газа и конденсата Справочник: В 2 ч. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002.-517 с: ил.
5. Основные процессы и аппараты химической технологии. Пособие по проектированию. 2-е изд.\ Под ред. Ю.И. Дытнерского. М.: Химия, 1991. – 496 с.
6. Тимонин А.С. Основы конструирования и расчета технологического и природоохранного оборудования: Справочник Т1. Калуга: Издательство Н.Бочкаревой, 2001. – 756 с.
7. М.И. Ведерникова Л.Г. Старцева Ю.Л. Юрьев. Примеры и задачи по массообменным процессам химической технологии. Учебное пособие в 4 ч. Часть I Массообменные процессы Абсорбция Учебное пособие. Екатеринбург 2009-145 с.
8. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты – М.: Техника, 2001. – 384 с.
9. Суханов В.П. Переработка нефти: Учебник для средних проф.-техн. учеб. заведений. – М.: Высш. школа, 1979. – 335 с.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.САВ.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

10. Рядов В.Д. Химия нефти и газа. – М.: Нефть и газ, 1998. – 373 с.
Магарил Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти. – Л.: Химия. Ленингр. отд-ние, 1985. – 285 с.

11. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов; Под ред. С.А. Ахметова. – СПб.: Недра, 2006. – 868 с.; ил.

12. Технология переработки нефти и газа. Процессы глубокой переработки нефти и нефтяных фракций: Учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1–480103 в 2-х ч. / Сост.: С.М. Ткачев – ч. 1 Курс лекций. – Новополюк: ПГУ, 2006. –345 с.

13. Ю.И. Дытнерский. Основные процессы и аппараты химической технологии. М.: Химия. 1995.- 400

14. И.Л. Гурьевич «Общие свойства и первичные методы переработки нефти и газа» М., Мир, 1993, 271 стр.

15. В. Смилович «Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородов», М., Кимё, 2000, 327 стр.

16. Ч. Томас. «Промышленные каталитические процессы и эффективные катализаторы» М., Мир, 1993, 271 стр.

17. Е.Д. Радченко и др. «Промышленные катализаторы. Гидрогенизации переработки нефти» Л., Кимё 1995, 274.

18. Р.З. Магарил «Теоретические основы химических процессов переработки нефти» Л., Кимё, 1995, 274 стр.

19. Масагутов Р.М. «Алюмосиликатные катализаторы и изменение их свойства при крекинге продуктов » Л., Кимё 1995,274 стр.

20. Х.Р. Рустамов «Физик кимё » Т., Узбекистан, 2005, 486 бет.

21. Б.Н. Долгов «Катализ в органической химии» Л., 1999, 807 стр.

22. Семёнов Т.А. Лейтеса И.Л. «Очистка технологических газов» М., Химия, 1997, 487 стр.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				

23. Суханов В.П. Переработка нефти. Учебник для проф-техн. Учеб.заведений .М., «Высш.школа», 1994.

24. Альбом технологияческих схем процессов переработки нефти и газа». под. ред. Б.И.Бондаренко. –М., «Химия», 1993

25. www.ziyonet.uz

26. www.neft-gaz.ru

27. www.oil-gas.at

28. www.oil.com

29. www.oil-book.ru

30. www.oil-gas.ru

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.X.CAB.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнила		Кудрина О				
Руководит		Мирзаев С.С.				