Содержание

Введение....4
1 Выбор и обоснование метода производства....6
2 Выбор и обоснование места строительства....8
3 Характеристика исходного сырья, вспомогательных материалов, изготовляемой продукции атмосферного блока....9
4 Физико-химические основы процесса....18
5 Описание схемы технологического процесса....20
6 Материальный баланс установки....31
7 Расчет основного технологического аппарата....35
7.1 Тепловой баланс колонны К-1....35
7.2 Определение количества теоретических тарелок....37
7.3. Конструктивный расчет аппарата....43
7.3.1 Определение диаметра колонны....43
7.3.2 Определение высоты колонны....45
7.4 Гидравлический расчет колонны К-1....45
7.5 Механические расчеты....51
7.5.1 Расчет штуцеров....51
7.5.2 Расчет обечайки....52
7.5.3 Расчет эллиптического днища....53
8 Расчет вспомогательного технологического аппарата....54
8.1 Технологический расчет теплообменника....55
8.2 Расчет ориентировочной поверхности теплообмена....56
8.3 Гидравлический расчет кожухотрубчатого теплообменника....59
8.4 Механический расчет теплообменника....60
9 Безопасность жизнедеятельности....62
9.1 Общая характеристика опасных и вредных факторов производства....62
9.2 Производственная санитария....64
9.2.1 Микроклиматические условия труда....64
9.2.2 Вентиляция производственных помещений....65
9.2.3 Вредные вещества....66
9.2.4 Шум и вибрация....67
9.2.5 Освещение производственных помещений....68
9.3 Техника безопасности....69
9.3.1 Электробезопасность....69

9.3.2 Обеспечение безопасности оборудования производственных и трудовых процессов.....71
9.3.3 Пожарная безопасность.....71
9.3.4 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях.....74
10 Охрана окружающей среды.....75
Заключение.....82
Список использованных источников.....83
Приложение А Графические материалы.....85

Введение

Нефтепереработка – крупнотоннажное производство, основанное на превращениях нефти, ее фракций и нефтяных газов в товарные нефтепродукты и сырье для нефтехимии, основного органического и микробиологического синтеза. Производство представляет собой совокупность осуществляемых на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) физических и химико-технологических процессов и операций, включающую подготовку сырья, его первичную и вторичную переработку.

Перед переработкой нефть подвергают специальной подготовке сначала нефтепромыслах, а затем непосредственно на НПЗ, где ее освобождают от пластовой воды, минеральных солей и механических примесей и стабилизируют, отгоняя главным образом пропан-бутановую, а иногда частично и пентановую углеводородные фракции. Первичная переработка нефти заключается в разделении ее на фракции, различающихся пределами выкипания, с помощью первичной или вторичной атмосферной и вакуумной перегонки. Такая переработка позволяет выделять из нефти только изначально присутствующие в ней вещества. Ассортимент, выход и качество получаемых продуктов полностью определяются химическим составом сырья [1].

Процессы первичной переработки нефти, к которым относятся прямая перегонка под атмосферным давлением (получение топливных дистиллятов и мазута) и под вакуумом (получение масляных дистиллятов, гудрона), основываются на законах физического разделения нефти на узкие фракции. Полученные при атмосферной перегонке светлые нефтепродукты при их дополнительной вторичной обработке с помощью каталитических процессов облагораживания (изомеризация, риформинг, гидроочистка) обеспечивают выработку различных моторных топлив – автомобильных бензинов, реактивных и дизельных топлив. Масляные дистилляты подвергаются различным процессам облагораживания по соответствующим поточным схемам НПЗ топливно-масляного профиля [2]. В настоящее время оптимизация таких установок является главной задачей для того, чтобы повысить качество получаемых нефтепродуктов при минимальных затратах.

Одним из основных направлений технического прогресса в нефтеперерабатывающей промышленности является создания высоко производительных комбинированных установок. При их эксплуатации достигнуты эффективные технологические показатели, поэтому внедрение установок, например, таких как ГК-3, актуально для повышения экономических показателей отрасли.

В данной выпускной работе будет спроектированы основной и вспомогательный аппараты блока АТ комбинированной установки ГК-3 производительностью 4000000 т/год обессоленной нефти. Для достижения поставленных целей в ходе проекта будут решены следующие задачи: составление материального и теплового балансов; конструктивный расчет, расчет на прочность основного и вспомогательного аппаратов.

Данная установка предназначена для переработки обессоленной, обезвоженной нефти и нефтепродуктов, получаемых из нефти, с получением полуфабрикатов, сырья для других процессов.

Блок атмосферной трубчатки (АТ) - предназначен для разделения нефти на фракции путем подогрева ее в трубчатых печах с последующей ректификацией и стабилизацией продуктов разделения.

Полученные полуфабрикаты используют как сырье установок каталитического крекинга, гидрокрекинга или пиролиза и в некоторых случаях – термического крекинга с получением дистиллятного крекинг-остатка, направляемого далее на коксование с целью получения высококачественных нефтяных коксов.

1 Выбор и обоснование метода производства

Процесс перегонки представляет собой разделение нефти на фракции с целью получения чистых индивидуальных компонентов. Способы перегонки нефти на современных атмосферных комбинированных установок могут быть разнообразны. Основными из них являются однократное испарение в одной ректификационной колонне, двукратное испарение в двух колоннах, расположенных последовательно, перегонка с испарением легких фракций в испарителе (колонне предварительного испарения), либо эвапораторе, но самый распространенный – это ректификация.

Ректификацией называют процесс разделения жидких неоднородных смесей на практически чистые компоненты, либо фракции, различающиеся по температуре кипения [2]. Это достигается с помощью массо– и теплообмена между фазами перегоняемой смеси, например пар-жидкость.

Процесс осуществляется в ректификационных колонках. При ректификации происходит контакт между восходящим потоком паров и стекающим вниз конденсатом – флегмой. Пары имеют более высокую температуру, чем флегма, поэтому при контакте происходит теплообмен. В результате этого низкокипящие компоненты из флегмы переходят в паровую фазу, а высококипящие компоненты конденсируются и переходят в жидкую фазу. Для эффективного ведения процесса ректификации необходим более тесное соприкосновение между паровой и жидкой фазами. Это достигается с помощью контактирующих устройств, таких как тарелок, насадок и т.д. [3].

Принцип действия колонны заключается в следующем: на питательную тарелку подается исходное сырье, которое стекает вниз с одной тарелки на другую. Затем, теплоносителем подогревается низ колонны, в связи с этим происходит испарине и пары направляются вверх. Проходя жидкостной слой тарелки, происходит массо– и теплообмен. Т.е. пар при контакте с жидкостью, конденсирует высококипящие компоненты. Из высококипящего пар переходит в низкокипящий компонент, двигаясь снизу-вверх. Вверху колонны пар конденсируется и частично подается в качестве флегмы на орошение. По ходу движения в аппарате флегма меняет свой состав, она обогащается высококипящими компонентами и отдает пару низкокипящие, только на питательной тарелке ее состав не меняется. Внизу аппарата флегма имеет чистый высококипящий компонент, который в виде кубового остатка удаляется из колонны.

С целью предупреждения разложения высококипящих фракций нефти, требуется снижение их температур кипения (для этого понижают давление).

Наиболее популярные в использование барботажные (тарельчатые) колонны, поскольку надежны при большой производительности, а также обеспечивают бесперебойную работу при широком диапазоне изменения нагрузок. Но имеют недостаток – высокое гидравлическое сопротивление, но при ректификации значимой роли не играет.

Контактные устройства (тарелки) могут быть клапанные, ситчатые, колпачковые, провальные, с S-образными элементами и другие.

В ситчатых тарелках газ проходит через отверстия размером 1,5-5 мм и распределяется в жидкости струей или пузырьками.

Преимущества ситчатых тарелок по сравнению с колпачковыми тарелками заключаются в том, что благодаря большому числу мелких отверстий пар поступает в жидкость в виде множества пузырьков, благодаря чему обеспечивается лучшее взаимодействие его с жидкостью.

Недостаток ситчатых тарелок состоит в том, что они могут работать лишь при сравнительно высокой скорости пара, при которой жидкость поддерживается на тарелках и не проливается сквозь отверстия. При снижении скорости пара жидкость будет стекать в отверстия, и работа колонны нарушится. Следовательно такая колонна не может работать с пониженной производительностью,так же чувствительны к загрязнениям [4].

Менее чувствительными оказались колпачковые тарелки, кроме того, у них более высокий интервал устойчивой работы. Принцип работы – газ разбивается об прорези колпачка на отдельные струи. Проходя через слой жидкости, струи разрушаются, и происходит распределение газа в жидкости. Возможно образование пены и брызг, но это зависит от скорости движения газа и работы колпачков. К недостаткам относятся более сложная конструкция, низкие предельные нагрузки, трудоемкая очистка и высокая цена.

Клапанные тарелки, приспособленные для работы при сильно изменяющихся нагрузках по газу. В этих тарелках отверстия перекрыты клапанами, открытие которых зависит от нагрузки по газу. Чем больше нагрузка, тем выше приподнимается клапан и тем больше становится проходное сечение. Таким образом, при разных расходах скорость газа в проходном сечении остается постоянной. К преимуществам можно отнести более высокую эффективность, обеспечивают работу в широком диапазоне нагрузок. Недостатком их является возможность засорения или закоксовывания клапанов.

Мы рассмотрели принцип работы ректификационной колонны, с помощью которой можно получить дизельное топливо. Сырьем для которой является обессоленная нефть, поступающая с установки ЭЛОУ-10/6 цеха 11 НПЗ.

2 Выбор и обоснование места строительства

Важным аспектом для выбора места строительства является экономическая часть. Предприятие должно нести минимальные расходы на строительство и низкую себестоимость продукции при ее высоком качестве.

На данные критерии будут влиять:

1) удаленность от населенных пунктов

АО «Ангарская нефтехимическая компания» находится в г. Ангарске Иркутской области. Завод расположен рядом с железной дорогой, по которой осуществляется доставка нефти и транспортировка готовой продукции по месту назначения;

2) потребность в продукции и наличие рынков сбыта

АНХК удовлетворяет потребность в обеспечения предприятий Сибири и Дальнего Востока нефтепродуктами, а также рядом с заводом расположен город Иркутск, что позволяет обеспечить стабильную подачу химикатов и отправку продуктов;

3) климатические условия

Климат влажный континентальный с тёплым летом (+32°С и выше); и очень холодной зимой (до -40°С и ниже);

4) направление ветров

В течение года в Ангарске преобладает юго-восточный ветер. Усредненный показатель скорости ветра в течение года составляет 1,9 м/с. Самым спокойным месяцем является декабрь, а самым ветренным апрель.;

5) водные ресурсы

Вода на установки поступает с реки Ангара. Сброс промышленных стоков производится в очистные сооружения, где они очищаются и идут на повторное использование, либо сбрасываются в реку.

6) энергетические ресурсы

Электроэнергией завод обеспечивает предприятие ПАО «Иркутскэнерго»;

7) трудовые ресурсы

Подготовка рабочих и инженерно-технических кадров осуществляется в Иркутском национальном исследовательском техническом университете (ИРНИТУ), в Ангарском государственном техническом университете (АнГТУ), в Межотраслевом региональном учебном центре ОАО «АНХК», в профессиональных училищах и лицеях.

Комбинированная установка ГК-3 первичной переработки нефти, вторичной перегонки бензина, вакуумной перегонки мазута и каталитического крекинга входит в состав цеха 11 Нефтеперерабатывающего производства АО «АНХК». Введена в действие в сентябре 1968 года и имеет выгодное расположение, поскольку:

— Есть обеспеченность сырьем (нефть с установки ЭЛОУ-10/6);
— Есть источник энергоснабжения;
— Экономически выгодно.

3 Характеристика исходного сырья, вспомогательных материалов, изготовляемой продукции атмосферного блока

Таблица 3.1 – Характеристика сырья

Наименование сырья	Обозначение стандарта или технических условий	Показатели качества	Норма показателя по стандарту
1	2	3	4
1 Нефть Западно-Сургутская	ГОСТ 3900-85	Плотность при 20 °С, кг/м3, не	0,8922
	ГОСТ 2177-99	Фракционный состав, °С: 10% 50% 90%	 48 63 79
	ГОСТ 19121-73	Содержание общей серы, % масс, не более	1,73
	ГОСТ 21534-76	Концентрация хлористых солей, кг/м^3, не более	0,3
	ГОСТ 6370-83	Массовая доля механических примесей, % не более	0,05
	ГОСТ 28781-90	Давление насыщенных паров, мм рт. ст., не более	148

Характеристика вспомогательных материалов приведена в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Характеристика вспомогательных материалов

Наименование сырья	Обозначение стандарта или технических условий	Показатели качества	Норма показателя по стандарту
1	2	3	4
1. Азот газообразный	СТО 05742746-01-27-2016	Принимается по результатам	-

Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4
(газ для продувки оборудования)		анализа поставщика	-
2. Воздух сжатый	СТО 05742746-02-38-2015	Принимается по результатам анализа поставщика	-
3. Масла турбинные марки Тп-30	ГОСТ 9972-74	Принимается по результатам анализа поставщика.	-
4. Масла турбинные марки Тп-22С, марка 1	ТУ 38.101821-2013	Принимается по результатам анализа поставщика.	-
5. Масла индустриальные (И-30А, И-40А, И-50А)	ГОСТ 20799-88	Принимается по результатам анализа поставщика.	-
6. Щелочь свежая разбавленная	СТО 05742746-02-52-4 2018	1. Массовая доля гидроокиси натрия, % в пределах	6-40
		2. Содержание механических примесей	отсутствие

Кривая ИТК рисунок 3.1 построена по данным таблицы 3.3

Таблица 3.3 – ИТК Западно-Сургутского месторождения

Температура, ℃	Отбор фракций, %	Температура, ℃	Отбор фракций, %
28	1,07	312	33,52
64	3,1	330	36,22
94	5,39	345	38,97
117	7,71	354	41,69
140	10,1	372	44,32
162	12,51	390	47,12
185	14,92	408	49,92
203	17,41	426	52,72

218	19,9	446	55,52

Окончание таблицы 3.3

Температура, °С	Отбор фракций, %	Температура, °С	Отбор фракций, %
240	22,39	470	58,36
260	25,37	490	61,55
278	28,07	остаток	100
296	30,82		

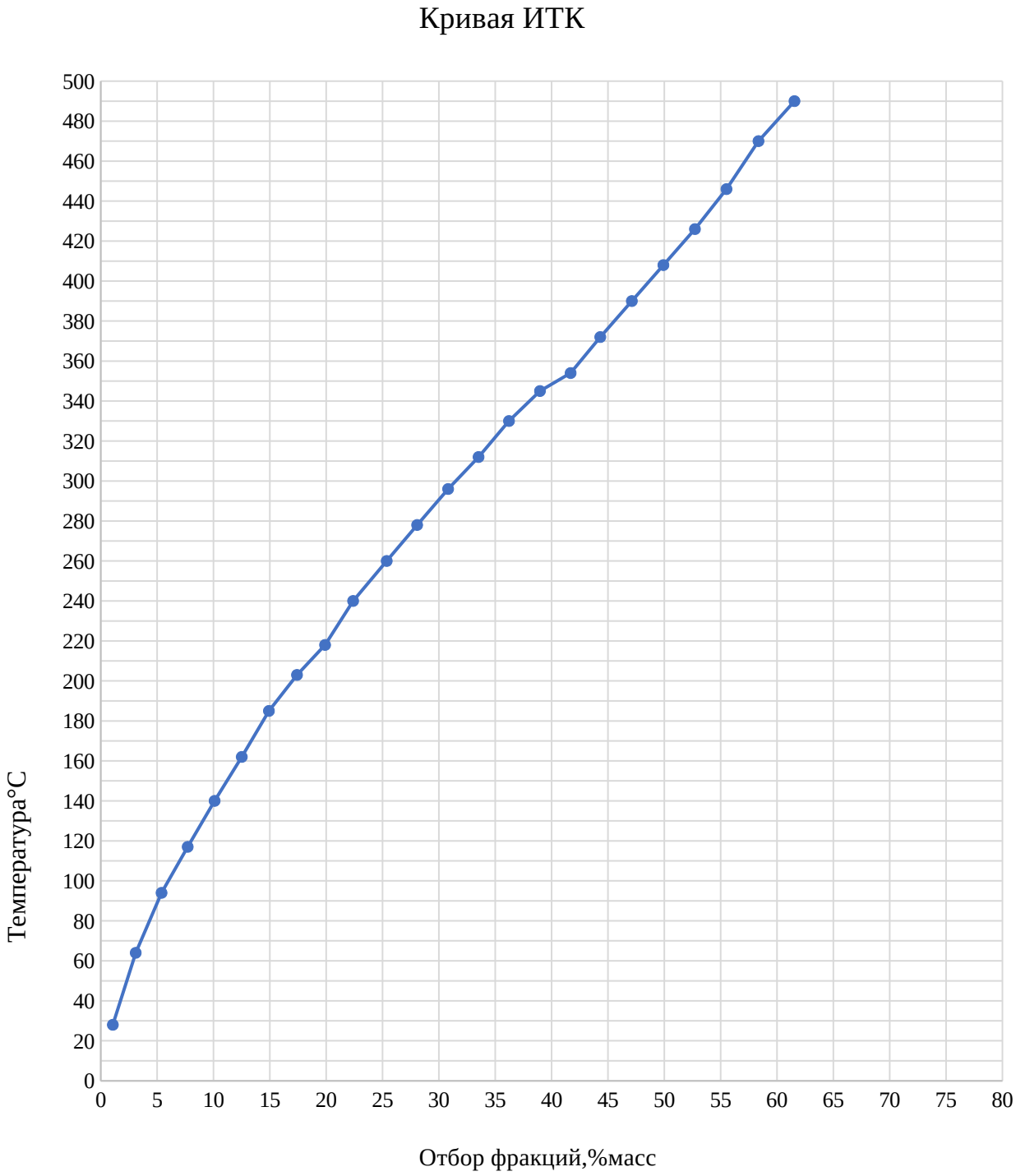


Рисунок 3.1 – Кривая ИТК нефти Западно-Сургутского месторождения

Характеристика продукции приведена в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Характеристика продукции

Наименование продукции	Обозначение стандарта или технических условий	Показатели качества	Норма показателя по стандарту
1	2	3	4
1. Газ предельный	СТО 05742746-02-03-2009	1. Объёмная доля компонентов, %: 1.1. Метана 1.2. Этана 1.3. Пропана 1.4. Суммы бутанов 1.5. Суммы пентанов, не более 1.6. Суммы непредельных углеводородов C_2-C_5 2. Плотность при 20°С, г/дм^3	 0,1-8 0,3-8 10-50 30-65 15 не нормируется, определяется обязательно не нормируется, определяется обязательно
2. Головка стабилизации предельная	СТО 05742746-02-04-2014	1.Массовая доля компонентов, % 1.1. этана 1.2. пропан 1.3. бутан 1.4. сумма углеводородов C_5 и выше, не более 1.5. Сероводорода, не более 2. Плотность при 20°С, кг/м^3	 не нормируется не нормируется не нормируется 55 0,003 не нормируется

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4
3. Фракция бензина прямогонного 30-180 °С (компонент автомобильных бензинов)	СТО 05742746-02-02-2011	1.Плотность, кг/м^3 - при 15°С - при 20°С 2. Фракционный состав: -температура начала кипения, °С -температура конца кипения, °С, не выше 3. Коррозионные свойства 4. Массовая доля компонентов, % -непредельных углеводородов -ароматических углеводородов 5. Массовая доля серы, мг/кг (ppm) 6.Содержание воды и механических примесей	не нормируется не нормируется не нормируется 210 не коррозионный (выдержит испытание на медной пластинке) не нормируется не нормируется не нормируется отсутствие
4. Дистиллят топлива ТС-1	СТО 05742746-02-17-2012	1.Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже 2. Фракционный состав, °С: 2.1.Температура начала кипения, не выше	28 150

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4
		2.2 50% перегоняется при температуре,не выше	195
		2.3. 98% перегоняется при температуре,не выше	250
		3.Кинематическая вязкость, $мм^2/с$ (сСт), при 20°С, не менее	1,3
		4.Плотность при 20°С, $кг/м^3$	не нормируется
5. Фракция 280-400 °С	СТО 05742746-02-24-2014	1.Плотность при 20 °С, $кг/м^3$, не менее	860
		2.Фракционный состав: -температура начала кипения, °С, не ниже	200
		- 50% объем перегоняется при температуре, °С, не ниже	300
		- до 360 °С перегоняется % об., не менее	70
		3. Температура застывания, °С, не выше	10
		4. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже	75

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4
6.Газойль тяжёлый	СТО 05742746-02-65-2016	1.Плотность при 20 °С, г/см^3, в пределах 2.Массовая доля серы, %, не более 3.Массовая доля механических примесей, %	0,954-1,000 1,2 Не нормируется
7. Компоненты мазута	СТО 05742746-02-59-2014	1.Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °С, не ниже -мазут марки топочный 40 -мазут марки топочный 100	 90 110
8.Компоненты топлива дизельного	СТО 05742746-02-05-2014	1.Фракционный состав: 1.1.50% перегоняется при температуре, °С, не выше 1.2.95% (по объему) перегоняется при температуре, °С, не выше 2.Содержание воды 3.Плотность при 15 °С, кг/м^3	 280 360 отсутствие не нормируется
9.Фракция 280-400 °С	СТО 05742746-02-24-2014	1.Плотность при 20 °С, кг/м^3, не менее 2.Фракционный состав: -температура начала кипения, °С, не ниже	860 200

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4
		- 50% объем перегоняется при температуре, °С, не ниже - до 360 °С перегоняется % об., не менее 3.Температура застывания, °С, не выше 4.Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже	300 70 10 75
10.Фракция НК-80 °С	СТО 05742746-02-51-2015	1.Плотность при 15°С, кг/м^3 2.Фракционный состав, °С: -температура начала кипения -температура конца кипения, не выше 3.Коррозия медной плстинки 4. Массовая доля серы, % 5. Детонационная стойкость: октановое число: -по моторному методу -по исследовательскому методу 6.Содержание воды и механических примесей	не нормируется не нормируется 80 выдержит испытание на медной пластинке 1 класс не нормируется не нормируется не нормируется отсутствие

Окончание таблицы 3.4

1	2	3	4
11.Компоненты и фракция НК-115 °С	СТО 05742746-02-40-2016	1.Фракционный состав: -температура начала кипения, °С, не ниже -температура конца кипения, °С, не выше 2.Плотность, кг/м^{3}при 15 °С или при 20 °С 3.Содержание воды	 20 115 не нормируется отсутствие

4 Физико-химические основы процесса

В процессе ректификации на качество разделения главным образом влияет число контактных ступеней и потоковое отношение жидких и паровых фаз. Для получения высококачественного продукта необходимо иметь оптимальноее количество тарелок, флегмовое число и контролировать параметры: температура, давление, место ввода сырья и другие.

Ректификационная колонна – это противоточный аппарат колонного типа, в котором происходит процесс физического разделения смесей углеводородов с получением целевых продуктов требуемого качества. Стекающая вниз жидкая фаза обогащается высококипящим компонентом, а поднимающийся пар – низкокипящим, т.е. из пара в жидкость уходит вкк, а из жидкости в пар переходит нкк. В результате пар, дойдя до верха, превращается в практически чистый нкк, а жидкость, дойдя до низа, в почти чистый вкк. Движущей силой этого обмена на границе двух фаз является стремление жидкой и паровой фазы к их равновесному состоянию.

Из верхней части колонны отводят тепло, а к нижней части колонны – подводят. При конденсации часть паров вверху колонны образуется поток жидкости, флегмы, орошения, перетекающее вниз с тарелки на тарелку. Внизу колонны за счет подвода тепла часть жидкости испаряется, образуя восходящий поток паров. Наличие конденсатора и кипятильника позволяет обеспечить необходимые жидкостные и паровые нагрузки в колонне. Отбираемый сверху колонны продукт, обогащенный нкк, называется ректификатом, а снизу, обогащенный вкк – остатком.

Различают простые и сложные колонны, это зависит от числа получаемых продуктов. Простые для получения двух продуктов, сложные для получения 3-х и более продуктов.

Исходя из типа используемых контактных устройств внутри колонны, их делят на насадочные и тарельчатые. Насадочные колонны – это колонны, в которых установлены насадки. Они бывают регулярными и нерегулярными.

Нерегулярная насадка – это неупорядоченный слой насыпного инертного материала в виде керамических шаров, металлических элементов и т.п. для увеличения площади контакта пара и жидкости. Преимущества - малый вес, большая площадь контакта, большая площадь свободного сечения, химическая инертность, дешевизна. Недостаток - высокое сопротивление самой насадки, сложность правильного распределения паров и флегмы, а также невысокий диапазон устойчивой работы.

Регулярные насадки состоят из отдельных элементов скомпонованные в пакеты слои гофрированных и перфорированных металлических листов. Преимущества – высокая эффективность, малый перепад давления. Недостаток – высокая стоимость.

Самый распространенный вид колонн, используемых в промышленности – тарельчатые колонны. Тарелка представляет собой контактное устройство, на которой происходит тепло-, массообмен между паровой и жидкой фазами. В зависимости от технологических условий в колонну могут устанавливаться тарелки различных конструкций (колпачковые, ситчатые, клапанные, с S-образными

элементами и т.д.). В каждой колонне имеются секции питания, отгонная и концентрационная.

Место ввода сырья называется секцией питания. Выше нее находится концентрационная секция, а ниже отгонная секция. Питательной тарелкой называют ту, на которую подается смесь для разделения. Для нормальной работы колонны обязательны подача орошения на верх концентрационной секции колонны и ввод тепла, или острого водяного пара, в отгонную секцию.

Принцип действия ректификационной колонны заключается в следующем: в секцию питания поступает смесь для ректификации в виде смеси паров и жидкостей. При входе сырья в колонну происходит процесс однократного испарения, в результате которого образуются пары и жидкости, находящиеся в состоянии равновесия. На каждой тарелке происходит контакт между парами и жидкостью, стекающею на эту тарелку. В результате контакта этих потоков изменяются составы паровой и жидкой фаз. При этом пары обогащаются низкокипящими компонентами, а жидкость высококипящими. Уходящие с тарелки потоки паров и жидкости будут находиться в состоянии, близком к равновесному. При этом пары поступают на вышележащую тарелку, где вступают в контакт с соответствующим потоком жидкости, а жидкость идет на нижележащую тарелку, где вновь происходит изменение состава фаз. Подобное контактирование осуществляется до тех пор, пока пар наверху и жидкость внизу колонны не приобретут заданные составы.

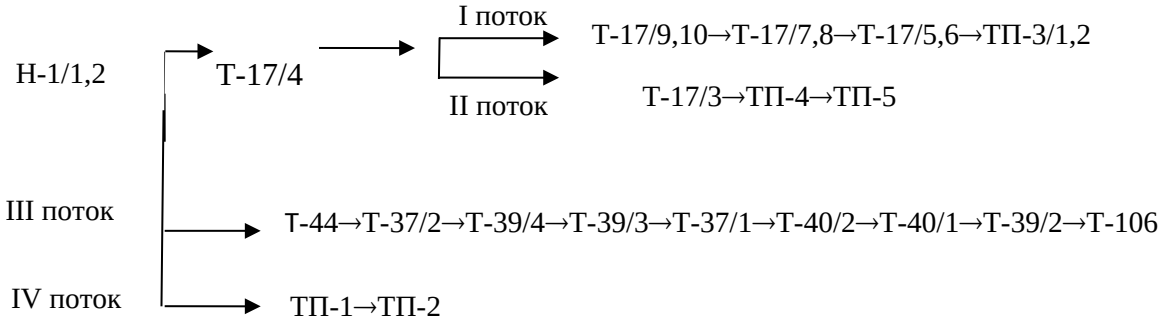
5 Описание схемы технологического процесса

Нагрев обессоленной нефти, поступающей с установки ЭЛОУ-10/6 цеха 11 НПЗ, в теплообменниках 1, 2, 3, 4 потоков – схема № 02 – 11 – 06/2014 блоков АТ, ВПб, ВПм и блока защелачивания

Все процессы на блоке производятся с помощью ректификации и теплообмена.

Атмосферная часть работает по схеме двухкратного испарения и конденсации.

Обезвоженная и обессоленная нефть на ГК-3 поступает с установки ЭЛОУ-10/6 по трубопроводу № 2609 Dy 450 на прием насоса поз. Н-1/1,2 и подается для нагрева четырьмя потоками в четыре группы теплообменников.



Расход потока I регулируется клапаном (поз. FV1302), установленным перед теплообменником поз. Т-17/9,10.

Расход потока II регулируется клапаном (поз. FV1303), установленным перед теплообменником поз. Т-17/3.

Расход потока III регулируется клапаном (поз. FV1304), установленным перед теплообменником поз. Т-44.

Расход потока IV регулируется клапаном (поз. FV1305), установленным после теплообменника поз. ТП-2.

Нефть перед разделением на первый и второй потоки проходит через теплообменник Т-17/4, где нагревается за счет тепла фракции 180-240°С отпарной колонны поз. К-3 (3-й секции) и далее разделяется на первый и второй потоки.

В первом потоке нефть последовательно проходит через теплообменники и подогревается до 260°С за счет тепла:

в теплообменнике поз. Т-17/9,10 – верхнего циркулирующего орошения вакуумной колонны поз. К-13 с выходом в теплообменник поз. Т-72;

в теплообменнике поз. Т-17/7,8 - верхнего циркулирующего орошения вакуумной колонны поз. К-13 с выходом в теплообменник поз. Т-17/9,10 или нижнего циркулирующего орошения вакуумной колонны поз. К-13 с выходом в теплообменник поз. Т-77;

в теплообменнике поз. Т-17/5,6 - нижнего циркулирующего орошения вакуумной колонны поз. К-13 с выходом в теплообменник поз. Т-77 или в теплообменник поз. Т-17/7,8;

в теплообменнике поз. ТП-3/1,2 – гудроном вакуумной колонны поз. К-13 с выходом в теплообменник поз. Т-81/1,2.

Температура первого потока нефти замеряется термопарой (поз. TI 1003), установленной после теплообменников поз. ТП-3/1,2.

Во втором потоке нефть последовательно проходит через теплообменники и подогревается до 240°С за счет тепла:

в теплообменнике поз. Т-17/3 – фракции 240-300°С отпарной колонны поз. К-3 (2-й секции) с выходом в теплообменник поз. Т-27;

в теплообменнике поз. ТП-4 - нижнего циркулирующего орошения ректификационной колонны поз. К-2 с выходом в колонну поз. К-2;

в теплообменнике поз. ТП-5 - нижнего циркулирующего орошения вакуумной колонны поз. К-13 с выходом в теплообменник поз. Т-17/5,6.

Температура второго потока нефти замеряется термопарой (поз. TI 1004), установленной после теплообменника поз. ТП-5.

В третьем потоке нефть последовательно проходит через теплообменники и нагревается до 250°С за счет тепла:

в теплообменнике поз. Т-44 - верхнего циркулирующего орошения колонны поз. К-2 с выходом в колонну поз. К-2;

в теплообменнике поз. Т-37/2 - среднего циркулирующего орошения колонны поз. К-8 с выходом в колонну поз. К-8;

в теплообменнике поз. Т-39/4 - верхнего циркулирующего орошения колонны поз. К-8 с выходом в теплообменник поз. Т-51 и далее в колонну поз. К-8;

в теплообменнике поз. Т-39/3 – фракции 300-350°С отпарной колонны поз. К-3 (1-й секции) с выходом в теплообменник поз. Т-29;

в теплообменнике поз. Т-37/1 – фракции 240-300°С отпарной колонны поз. К-3 (2-й секции) с выходом в теплообменник поз. Т-17/3;

в теплообменнике поз. Т-40/2 – верхнего циркулирующего орошения колонны поз. К-8 с выходом в теплообменник поз. Т-39/4;

в теплообменнике поз. Т-40/1 – среднего циркулирующего орошения колонны поз. К-8 с выходом в теплообменник поз. Т-37/2 и далее в колонну поз. К-8;

в теплообменнике поз. Т-39/2 – фракции 300-350°С отпарной колонны поз. К-3 (1-й секции) с выходом в теплообменник поз. Т-39/3;

в теплообменнике поз. Т-106 – среднего циркулирующего орошения колонны поз. К-8 с выходом в теплообменник поз. Т-40/1.

Температура третьего потока нефти замеряется термопарой (поз. TI 1005), установленной после теплообменника поз. Т-106.

В четвертом потоке нефть последовательно проходит через теплообменники и нагревается до 200°С за счет тепла:

в теплообменнике поз. ТП-1 – легкого газойля каталитического крекинга колонны поз. К-9/1 от насоса поз. Н-32 с выходом в теплообменник поз. Т-16/2;

в теплообменнике поз. ТП-2 - тяжелого газойля каталитического крекинга колонны поз. К-8 от насосов поз. Н-29/1,2,3 с выходом в теплообменники поз. Т-51А, Т-31А.

Температура четвертого потока нефти замеряется термопарой (поз. TI 1006), установленной после теплообменника поз. ТП-2, давление четвёртого потока замеряется техническим манометром (поз. PI 4074).

Первичная разгонка нефти в ректификационной колонне поз. К-1 – схема № 02 – 11 – 06/2014 блоков АТ, ВПб, ВПм и блока защелачивания.

После нагрева все четыре потока нефти объединяются в один общий поток, и с температурой 230°С (поз. TI 299_101) нефть поступает в отбензинивающую колонну поз. К-1.

С верха ректификационной колонны поз. К-1 предельный газ, водяные пары, пары бензиновой фракции НК-180°С с температурой 143-145°С (поз. TICA 1032) поступают в аппараты воздушного охлаждения поз. ВХ-1/1,2,3, где они конденсируются и охлаждаются. Из аппаратов поз. ВХ-1/1,2,3 бензин, вода и газ поступают через теплообменники поз. Т-1/1,2 в рефлюксную емкость поз. Е-1 с температурой 64-66°С. На приводах вентиляторов аппаратов поз. ВХ-1/1,2,3 установлены вариаторы, с помощью которых регулируется температура на объединенном потоке бензина из теплообменников поз. Т-1/1,2 (поз. TIC 1034).

В рефлюксной емкости происходит разделение фаз на воду-бензин-газ. Накопившаяся в нижней части емкости вода дренируется через клапан раздела фаз (поз. LCA 1403) в сернисто-щелочную канализацию. Предельный газ из емкости поз. Е-1 проходит через теплообменник поз. Т-54, где охлаждается водой 2-ой системы и поступает в абсорбер поз. Е-75 под первую колпачковую тарелку. Давление в емкости поз. Е-1 измеряется по прибору (поз. PICAH 1207), регулируется клапаном (поз. PV 1207), установленным на линии выдачи газа из емкости поз. Е-1. В абсорбере поз. Е-75 происходит отделение капелек легкого бензина за счет прохождения газа через тарелки. Предельный газ с верха абсорбера поз. Е-75 выводится в заводскую сеть по трубопроводам № 2918, № 2037 и на трубчатые печи поз. П-1/1,2,3,5,8 в качестве топлива. В случае отсутствия потребителя, максимальное количество газа сжигается на печах, а избыток сбрасывается на факел по трубопроводам № 2358, № 2359. Давление газа, подаваемого на трубчатые печи поз. П-1/1,2, 3,5,8, регулируется клапаном (поз. PV 1208), установленным на линии выдачи газа с блока АТ в заводскую сеть. Газовый конденсат из абсорбера поз. Е-75 передавливается в емкость поз. Е-4 (Е-2).

Уровень в абсорбере поз. Е-75 измеряется по прибору (поз. $LICA^{H}_{L}$ 1404) и регулируется клапаном (поз. LV 1404). Часть бензина из емкости поз. Е-1 забирается насосом поз. Н-11/2, Н-11/2а и подается в качестве острого орошения в ректификационную колонну поз. К-1. Температура верха колонны поз. К-1 регулируется клапаном (поз. FV 1311), установленным на линии подачи острого орошения поз. К-1.

Стабилизация бензина в колонне поз. К-4 – схема № 02 – 11 – 06/2014 блоков АТ, ВПб, ВПм и блока защелачивания.

Избыток бензина из емкости поз. Е-1 забирается насосом поз. Н-7/1,2, и откачивается через теплообменник поз. Т-65 в стабилизатор поз. К-4 (на 14-ю тарелку). Уровень в емкости поз. Е-1 измеряется по прибору (поз. LICSAHL 1402) и регулируется клапаном (поз. LV 1402), установленным на линии откачки бензина из поз. Е-1.

Избыток бензина с емкости поз. Е-2 забирается насосом поз. Н-6, Н-6а, объединяется с бензином поз. Е-1, прокачивается через теплообменник поз. Т-65, где нагревается и направляется в колонну - стабилизатор поз. К-4 (на 14-ю тарелку).

Бензин, поступивший в колонну поз. К-4 из емкостей поз. Е-1,2, подвергается стабилизации, т.е. отделению легких углеводородов (от C_1 до C_4, частично C_5) от прямогонной бензиновой фракции.

Для обеспечения процесса стабилизации прямогонной бензиновой фракции в колонну поз. К-4 подводится тепло с помощью выносного подогревателя (ребойлера) поз. Т-18, в пучки которого подается НЦО колонны поз. К-2. Из подогревателя поз. Т-18 пары с температурой возвращаются в поз. К-4 под 36-ю тарелку. Температура в низу колонны поз. К-4 (Т-18) измеряется по прибору (поз. TICA 2003) и регулируется клапаном (поз. TV 2003), установленным на линии подачи НЦО поз. К-2 в пучки поз. Т-18.

Из стабилизатора пары легких углеводородов (от C_1 до C_4, частично C_5) поступают в аппарат воздушного охлаждения поз. ВХ-3/1, где они конденсируются и охлаждаются.

Заданная температура конденсата после воздушного аппарата поз. ВХ-3/1 регулируется (датчик поз. TIC 2007) изменением скорости вращения вентилятора воздушного аппарата с использованием вариатора.

Из аппарата поз. ВХ-3/1 сжиженный газ поступает в конденсаторы-холодильники поз. Т-3/2,3 и далее, с температурой 45-50°С (поз. TIC 2005), в рефлюксную емкость поз. Е-3. Газ из емкости поз. Е-3 после клапана, регулирующего давление в емкости поз. Е-3 (поз. PV 2203) объединяется с газом емкости поз. Е-1 и подвергается осушке в абсорбере поз. Е-75.

Из емкости поз. Е-3 часть жидкого газа (головка стабилизации предельная) забирается насосом поз. Н-17/2, 17а и подается в качестве острого орошения в стабилизатор поз. К-4, а избыток через клапан, регулирующий уровень в поз. Е-3 (поз.LV 2402), выводится с установки по трубопроводу №2357 Dy 80 в парк 11 цеха 17/19 НПЗ. Температура верха колонны поз. К-4 измеряется по прибору (поз. TICA^{H} 66) и регулируется клапаном (поз. FV 2301), установленным на линии подачи острого орошения в поз. К-4.

Стабильный бензин с низа колоны поз. К-4 (Т-18) избыточным давлением, через клапан, регулирующий уровень в стабилизаторе поз. К-4 (Т-18) (поз.LV 61), подается на вторичную перегонку в колонну вторичной перегонки поз. К-5 на 36-ю тарелку.

Нагрев полуотбензиненной нефти в технологической печи поз. П-1/1,2,8 – схема № 02 – 11 – 06/2014 блоков АТ, ВПб, ВПм и блока защелачивания .

Из нижней части колонны поз. К-1 часть отбензиненной нефти забирается насосом поз. Н-3/1,2, прокачивается через змеевик трубчатой печи поз. П-1/1, нагревается до температуры 320-350°С (поз.TISA 1101A, TISA 1102A) и подаётся в качестве “горячей струи” под первую тарелку в колонну поз. К-1. Температура отбензиненной нефти на выходе из трубчатой печи поз. П-1/1 регулируется клапаном (поз. FV 1357), установленным на линии подачи топливного газа

на форсунки печи поз. П-1/1. Для эффективного регулирования горения форсунок, на печи поз. П-1/1 установлен кислородомер (поз. QI 1501).

Уровень в колонне поз. К-1 измеряется по прибору (поз. $LICSA^{H}_{L}$ 1401) и регулируется суммарным расходом нефти на блок АТ с помощью клапанов (поз. FV 1302, FV 1303, FV 1304, FV 1305), установленными на трубопроводах первого, второго, третьего и четвертого потоков нефти блока АТ.

Другая часть отбензиненной нефти из куба колонны поз. К-1 забирается насосом поз. Н-2/1,2, прокачивается через змеевики трубчатых печей поз. П-1/2,8, в которых нагревается до 352-354°С (поз. $TICA^{H}$ 1131-1134, $TICA^{H}$ 1141-1144) и поступает в колонну поз. К-2 на 6-ю тарелку. Температура отбензиненной нефти на выходе из трубчатых печей поз. П-1/2,8 регулируются клапанами (поз. FV 1379, FV 1389), установленными на линиях подачи топливного газа на форсунки печей поз. П-1/2,8.

Ректификация отбензиненной нефти в колонне поз. К-2 – схема № 02 – 11 – 06/2014 блоков АТ, ВПб, ВПм и блока защелачивания.

Нагретая отбензиненная нефть поступает в ректификационную колонну поз. К-2 и подвергается ректификации.

С верха колонны поз. К-2 отбирается бензиновая фракция НК-180°С, а боковыми погонами фракции: 180-240°С, 240-300°С, 300-350°С. С низа колонны выводится мазут.

С верха колонны поз. К-2 пары бензиновой фракции НК-180°С и водяные пары с температурой до 138°С (поз. TICA 1055) поступают в аппараты воздушного охлаждения поз. ВХ-2/1,2,3, из воздушных аппаратов поз. ВХ-2/1,2,3 бензин и вода поступают через конденсаторы-холодильники поз. Т-2/3,4 в рефлюксную емкость поз. Е-2, где они конденсируются и охлаждаются. В рефлюксной емкости происходит разделение фаз бензин-вода (поз. LCA^{H}_{L} 1427). Накопившаяся в нижней части емкости поз. Е-2 вода сбрасывается в сернисто-щелочную канализацию.

Заданная температура конденсата после водяных конденсаторов-холодильников поз. Т-2/3,4 регулируется прибором (поз. TIC 1064) изменением скорости вращения вентиляторов воздушных аппаратов с использованием вариаторов.

Часть бензина из емкости поз. Е-2 забирается насосом поз. Н-4, Н-5/2 и подается в качестве острого орошения наверх колонны поз. К-2. Температура верха колонны поз. К-2 регулируется клапаном (поз. FV 1327), установленным на линии подачи острого орошения в колонну поз. К-2.

Избыток бензина забирается насосом поз. Н-6, Н-6а, прокачивается через теплообменник поз. Т-65, где нагревается и направляется в колонну - стабилизатор поз. К-4 (на 14-ю тарелку). Несконденсированные пары легкого нефтепродукта из емкости поз. Е-2 сбрасываются в линии факельных газов высокого (№2359 Dy 500) или низкого (№2358 Dy 400) давления через клапан, регулирующий давление в емкости поз. Е-2 (поз. PV 1227).

Боковой погон, фракция 180-240°С, как дистиллят топлива ТС-1, с 45-й тарелки колонны поз. К-2 с температурой до 200°С (поз. TI_1057) самотеком поступает в третью секцию отпарной колонны (стриппинг) поз. К-3 через клапан,

регулирующий уровень (поз.LV 1424) в третьей секции, откуда забирается насосом поз. Н-11/1, Н-5/1 и откачивается через теплообменник поз. Т-17/4, воздушный аппарат поз. ВХ-16, водяной теплообменник поз. Т-16/1 в емкости поз. Е-16-Е-19 для отстоя от воды. Пары с верха отпарной колонны поз. К-3/3 поступают через две секции аппарата поз. ВХ-3 в емкость поз. Е-7 или под 45-ю тарелку колонны поз. К-2.

Заданная температура конденсата после аппарата воздушного охлаждения поз. ВХ-3 регулируется (датчик поз. TIC 521_7) изменением скорости вращения вентилятора воздушного аппарата с использованием вариатора.

Дистиллят топлива ТС-1 после теплообменника поз. Т-16/1 откачивается по следующей схеме: при получении топлива арктического поток проходит через емкость поз. Е-16, мимо фильтров поз. Ф-9, Ф-9а, через концевой теплообменник поз. Т-26а и далее по трубопроводу №2303 Dy150, №8187 Dy150, №2306 Dy150 в парк 14 цеха 11 НПЗ. При получении дизельного топлива летнего и дистиллята топлива ТС-1 поток фракции 180-240 °С направляется в емкости поз. Е-17, поз. Е-18, поз. Е-19 для отделения от технологической влаги и далее выдается через фильтры поз. Ф-9, Ф-9а, концевой теплообменник поз. Т-26а по трубопроводу № 2330 Ду-150, в парк 54 цеха 18 НПЗ.

Боковой погон, фракция 240-300°С, как топливо дизельное легкое, с 35-й тарелки колонны поз. К-2 с температурой до 280°С (поз. TI_1058) самотеком поступает во 2-ю секцию отпарной колонны поз. К-3 через клапан, регулирующий уровень (поз.LV 1423) во 2-й секции, откуда забирается насосом поз. Н-10/1, Н-102 и откачивается последовательно через теплообменники поз. Т-37/1, Т-17/3, концевой теплообменник поз. Т-27а, Т-27 в парк 24 или 17а цеха 8/14 НПЗ, в парк 22 цеха 8/14 НПЗ по трубопроводу №2355 Dy150, по трубопроводу №2348 Dy150 в парк 15/38 цеха 17/19 НПЗ. Пары с верха отпарной колонны поз. К-3/2 поступают через четыре секции аппарата поз. ВХ-3 в емкость поз. Е-7 или под 35-ю тарелку колонны поз. К-2.

Боковой погон, фракция 300-350°С, как топливо дизельное тяжёлое, с 20-й тарелки поз. К-2 с температурой до 335°С (поз. TI_1059) самотеком поступает в 1-ю секцию отпарной колонны поз. К-3 через клапан, регулирующий уровень (поз.LV 1422) в 1-й секции, откуда забирается насосом поз. Н-9, Н-10/2 откачивается последовательно через теплообменники поз. Т-39/2, Т-39/3, концевой теплообменник поз. Т-29 по трубопроводу №2349 Dy150 в парк 24 или по трубопроводу №8006 Dy200 в парк 17а цеха 8/14 НПЗ, по трубопроводу №2348 Dy150 в парк 15/38 цеха 17/19 НПЗ. Пары с верха отпарной колонны поз. К-3/1 поступают под 21-ю тарелку колонны поз. К-2.

При получении дизельного топлива летнего (топливо дизельное «Л») и дистиллята топлива ТС-1 потоки фракций 240-300°С и 300-350°С после концевых теплообменников поз. Т-27, Т-29 объединяются в один и выдаются через теплообменник подогрева нефти установки ЭЛОУ 10/6 по трубопроводу №2349 Dy150 в парк 24 или по трубопроводу №8006 Dy200 в парк 17а цеха 8/14 НПЗ, по трубопроводу №2348 Dy150 в парк 15/38 цеха 17/19 НПЗ, а фракция 180-240°С поступает на отстой воды в ёмкости поз. Е-17, поз. Е-18, поз. Е-19. При получении топлива дизельного арктического емкости поз. Е-17, поз. Е-18, поз. Е-19 и

фильтры поз. Ф-9, 9А отключаются, дистиллят топлива ТС-1 выдается по байпасам емкостей поз. Е-17,18,19, включается емкость поз. Е-16. Разглушается перемычка между ТС-1 и дизельным топливом летним, и производится компаундирование фракций 180-240ºС, 240-300ºС. При переходе с дизельного арктического на вариант получения ТС-1, отглушается перемычка между ТС-1 и топливом дизельным, схема промывается в течение 30 минут дистиллятом топлива ТС-1 по схеме топлива арктического в парк 14 цеха 11 НПЗ, а затем дистиллят топлива ТС-1 выводится по своей схеме в парк 54 цеха 18 НПЗ.

При получении топлива дизельного зимнего (топливо дизельное «З») потоки фракций 180-240ºС и 240-300ºС объединяются после концевых теплообменников и выдаются через теплообменник подогрева нефти установки ЭЛОУ 10/6 по трубопроводу №2349 Dy150 в парк 24 или по трубопроводу №8006 Dy200 в 17а цеха 8/14 НПЗ, по трубопроводу №2303 Dy150 в парк 14 цеха 11 НПЗ, а фр. 300-350ºС откачивается как компонент топлива дизельного «Л» по трубопроводу №8354 (2108) Dy150 в парк 17а цеха 8/14 НПЗ, по трубопроводу №2348 Dy150 в парк 15/38 цеха 17/19 НПЗ или как компонент топочного мазута в парк 18 цеха 8/14 НПЗ.

Для отпаривания легких фракций и получения необходимой температуры вспышки нефтепродуктов в каждую секцию отпарной колонны поз. К-3 возможна подача перегретого водяного пара. При беспаровом методе получения топлив в колонне поз. К-2, пар в отпарные колонны поз. К-3/1,2,3 не подается. Нефтепродукт из емкости поз. Е-7 насосами поз. Н-26/1,2 откачивается в трубопровод НЦО колонны поз. К-2. Уровень в емкости поз. Е-7 регулируется клапаном (поз. LV 1425).

Для отпаривания легких фракций и снижения температуры кипения нефтепродуктов в низ колонны поз. К-2 подается перегретый водяной пар, расход которого замеряется прибором (поз. FIC 1326).

Перегрев пара, подаваемого в колонну поз. К-2, отпарную колонну поз. К-3, осуществляется в пароперегревателе печи поз. П-1/2 до температуры 250-450ºС (поз. TI 1140). Также имеется перемычка на выходе из пароперегревателя печи поз. П-1/5 в коллектор перегретого пара печи поз. П-1/2.

Мазут с низа колонны поз. К-2 с температурой до 350ºС (поз. TIA 1051) забирается насосом поз. Н-25/1,2 и подается на вакуумную перегонку через трубчатую печь поз. П-1/3, где нагревается до температуры 350-420ºС (поз. TISA 3101A, TISA 3102A). Если вакуумная часть не работает, то мазут из колонны поз. К-2 насосом поз. Н-25/1,2 подается в пучки подогревателей (ребойлеров) поз. Т-19, поз. Т-20, поз. Т-21 и далее, через теплообменники поз. ТП-3/1,2, Т-81/1,2, Т-31а откачивается для захолаживания через установку ЭЛОУ-10/6 цеха 11 по трубопроводу №8188 Dy150 в парк 18 цеха 8/14 НПЗ. Уровень в колонне поз. К-2 измеряется по прибору (поз. LICSAHL 1421) и регулируется клапаном (поз.LV 1421), установленным на линии откачки мазута из колонны поз. К-2, при работе блока ВПм регулирование уровня колонны поз. К-2 осуществляется регулирующими клапанами (поз. FV 3351, FV 3352), установленными на каждом потоке трубчатой печи поз. П-1/3. Для эффективного регулирования горения форсунок на трубчатой печи поз. П-1/3 установлен кислородомер (поз. QIA 1503).

Избыточное тепло колонны поз. К-2 снимается двумя циркулирующими орошениями.

Верхнее циркулирующее орошение (ВЦО) забирается с 42-й тарелки и насосом поз. Н-8/1,2 прокачивается через теплообменники предварительного нагрева сырья колонн вторичной перегонки: поз. Т-7, поз. Т-9, поз. Т-63, поз. Т-64, поз. Т-65 и далее, через теплообменник подогрева нефти поз. Т-44 и через клапан, регулирующий расход ВЦО (поз. FV 1321), возвращается в колонну поз. К-2 на 44-ю тарелку.

При исключении из работы блока ВПб возможна работа схемы верхнего циркулирующего орошения (ВЦО): насосом поз. Н-8/1,2 ВЦО поз. К-2 прокачивается через теплообменник поз. Т-65 и далее, через теплообменник подогрева нефти поз. Т-44 и через клапан, регулирующий расход ВЦО (поз. FV-1321), возвращается в колонну поз. К-2 на 44-ю тарелку.

Нижнее циркулирующее орошение (НЦО) забирается с 32-й тарелки и насосом поз. Н-8а/1,2 прокачивается через пучки подогревателей поз. Т-18, 60 подогрева низа колонн блока вторичной перегонки бензина и далее через теплообменник подогрева нефти поз. ТП-4, возвращается через клапан, регулирующий расход НЦО (поз. FV 1322), в поз. К-2 на 34-ю тарелку.

Поэтапное разделение бензинов в колоннах поз. К-5,6,7,16 – схема № 02 – 11 – 06/2014 блоков АТ, ВПб, ВПм и блока защелачивания

Стабильный бензин с низа колоны поз. К-4 (Т-18) избыточным давлением, через клапан, регулирующий уровень в колонне поз. К-4 (Т-18) (поз.LV 61), подается на вторичную перегонку в колонну вторичной перегонки поз. К-5 на 36-ю тарелку.

При исключении из работы блока ВПб стабильный бензин с низа колоны поз. К-4 (Т-18) избыточным давлением, через клапан, регулирующий уровень в колонне поз. К-4 (Т-18) (поз.LV 2401А), подается через теплообменники поз. Т-80А, Т-64, Т-80 на блок защелачивания в емкость поз. Е-14.

При необходимости, на максимальной нагрузке блока АТ, можно выдавать стабильный бензин с низа колоны поз. К-4 (Т-18) на прием насосов поз. Н-49, Н-66/2, которые прокачивают стабильный бензин через водяные теплообменники поз. Т-80а, Т-64, Т-80, емкость поз. Е-14, концевой теплообменник Т-26 и далее по трубопроводу №2194-3329 Dy100 в парк 55 цеха 8/14 НПЗ, по трубопроводу №8183 Dy150 в парки 2, 3 цеха 11 НПЗ.

При необходимости, часть стабильного бензина из колонны поз. К-4 (Т-18) можно выдавать мимо блока вторичной перегонки бензина. В этом случае часть (постоянное количество) бензина из колонны поз. К-4 откачивается в колонну поз. К-5, а другая часть выводится мимо блока вторичной перегонки бензина через теплообменник поз. Т-80А, Т-64, Т-80 на блок защелачивания в емкость поз. Е-14, далее через теплообменник поз. Т-26 по трубопроводу №8183 Dy150в парк 2,3 цеха 11 НПЗ.

Колонна вторичной перегонки поз. К-5 предназначена для получения фракции НК-115°С.

Пары фракции НК-115°С с верха колонны поз. К-5 поступают через аппарат воздушного охлаждения поз. ВХ-4 в конденсатор-холодильник поз. Т-4 и поз. Т-61/1, где они конденсируются и охлаждаются.

Конденсат фракции НК-115°С и несконденсированный газ из конденсаторов-холодильников поступают в рефлюксную емкость поз. Е-4. Из емкости поз. Е-4 фракция НК-115°С забирается насосом поз. Н-14/1,2 и подается, через клапан (поз. TV 67), регулирующий температуру верха колонны поз. К-5 (поз. TIC 67), на орошение колонны поз. К-5, а избыток, через клапан, регулирующий уровень в емкости поз. Е-4 (поз. LV 100), откачивается на блок защелачивания в емкости поз. Е-8, поз. Е-9 и далее через концевой теплообменник поз. Т-22 откачивается по трубопроводу №8170 Dy80 в парки 2, 3и по трубопроводу №2352 Dy150 в парк 69 цеха 11 НПЗ.

С низа колонны поз. К-5 фракция 62-180°С поступает в подогреватель поз. Т-19. Теплоносителем в подогревателе является верхнее или нижнее циркулирующие орошения вакуумной колонны поз. К-13 или мазут колонны поз. К-2. Из подогревателя пары возвращаются в колонну поз. К-5 под первую тарелку. Температура низа колонны поз. К-5 (Т-19) регулируется клапаном (поз.TV 85_2), установленным на подаче теплоносителя в трубные пучки подогревателя поз. Т-19.

Из подогревателя поз. Т-19 фракция 62-180°С забирается насосом поз. Н-66/1,2, прокачивается, через клапан (поз. LV 62), регулирующий уровень в колонне поз. К-5 (Т-19), через теплообменник поз. Т-9, где нагревается до температуры 120-130°С (поз.TI 299-405) и подается в колонну поз. К-6 на 29-ю тарелку.

Колонна вторичной перегонки поз. К-6 предназначена для получения фракции 62-105°С.

Пары фракция 62-105°С с верха колонны поз. К-6 поступают через аппарат воздушного охлаждения поз. ВХ-5 в конденсаторы-холодильники поз. Т-5/1,2, где они конденсируются и охлаждаются.

Конденсат фракции из конденсаторов-холодильников поступает в рефлюксную емкость поз. Е-5. Из емкости поз. Е-5 фракция 62-105°С забирается насосом поз. Н-22, поз. Н-14/2 и подается через клапан (поз. TV 68), регулирующий температуру верха поз. К-6 (поз. TIC 68), на орошение колонны поз. К-6, а избыток через клапан, регулирующий уровень в емкости поз. Е-5 (поз. LV 101) выдается на блок защелачивания в емкость поз. Е-11 и далее по трубопроводу №8170 Dy150 в парки 2, 3 цеха 11 НПЗ, по трубопроводу №2194-3329 Dy100 в парк 55 цеха 8/14 НПЗ.

С низа колонны поз. К-6 фракция 105-180°С поступает в подогреватель поз. Т-20. Теплоносителем в подогревателе поз. Т-20 является НЦО вакуумной колонны поз. К-13 или мазут поз. К-2. Пары из подогревателя возвращаются в колонну поз. К-6 на 1-ю тарелку. Температура низа колонны поз. К-6 (Т-20) измеряется по прибору (поз. TIC 90) и регулируется клапаном (поз. TV 90), установленным на подаче теплоносителя в трубные пучки подогревателя поз. Т-20.

Из подогревателя поз. Т-20 фракция 105-180°С забирается насосом поз. Н-49, поз. Н-66/2, прокачивается, через клапан, регулирующий уровень в колонне поз. К-6 (Т-20) (поз. LV 63), через водяной теплообменник поз. Т-80а, Т-64, Т-80, емкость поз. Е-14, концевой теплообменник Т-26 и далее по трубопроводу №2194-3329 Dy100 в парк 55 цеха 8/14 НПЗ, по трубопроводу №8170 Dy150 в парки 2, 3 цеха 11 НПЗ.

С целью увеличения октанофонда и повышения среднего октанового числа компонента автомобильных бензинов (бензина КК) имеется возможность выдачи бензина КК на блок вторичной перегонки бензина с целью разделения его на легкую (НК-80°С), среднюю (80-130°С) и тяжелую (130-КК) фракции.

Стабильный бензин КК из испарителя поз. Т-49 под избыточным давлением поступает в колонну поз. К-7. Колонна поз. К-7 предназначена для отбора фракции НК-80°С. Пары фракции НК-80°С с верха колонны поз. К-7 поступают через аппарат воздушного охлаждения поз. ВХ-6 в конденсаторы-холодильники поз. Т-61/2,4, где конденсируются и охлаждаются.

Конденсат фракции НК-80°С из конденсаторов-холодильников поступает в рефлюксную емкость поз. Е-65. Из емкости поз. Е-65 фракция НК-80°С забирается насосом поз. Н-17/1, Н-13 и подается частично на орошение колонны поз. К-7, избыток фракции НК-80°С откачивается на блок защелачивания через емкость поз. Е-13 в емкость поз. Е-20, где смешивается с фракцией 80-130°С.

С низа колонны поз. К-7 бензин КК поступает в подогреватель поз. Т-21, в котором теплоносителем является НЦО колонны поз. К-13 или мазут колонны поз. К-2 (при остановке ВПм). Пары из подогревателя поз. Т-21 возвращаются в колонну поз. К-7 под 1-ю тарелку.

Бензин КК из подогревателя поз. Т-21 забирается насосом поз. Н-24, Н-16/2, прокачивается через теплообменник поз. Т-7, где нагревается до температуры 125-135°С (поз. ТІ 299-402) и поступает в колонну вторичной перегонки поз. К-16 на 31-ю тарелку.

Колонна вторичной перегонки поз. К-16 предназначена для получения бензиновой фракции 80-130°С.

Пары фракции 80-130°С из колонны поз. К-16 поступают через аппарат воздушного охлаждения поз. ВХ-7 в конденсатор-холодильник поз. Т-62, Т-61/3, где конденсируются и охлаждаются. Конденсат фракции из конденсаторов-холодильников поступает в рефлюксную емкость поз. Е-66, откуда забирается насосом поз. Н-23, Н-17/1 и подается на орошение колонны поз. К-16, а избыток откачивается на блок защелачивания через емкость поз. Е-15, концевой теплообменник Т-25 по трубопроводу №2194-3329 Dy100 в парк 55 цеха 8/14 НПЗ, либо в емкость поз. Е-20, где смешивается с фракцией НК-80°С, и далее откачивается по трубопроводу №2353 Dy150 в парк 25, 66 цеха 11 НПЗ.

С низа колонны поз. К-16 фракция 130°С-КК поступает в подогреватель поз. Т-60, в котором в качестве теплоносителя используется НЦО колонны поз. К-2. Пары из подогревателя поз. Т-60 возвращаются в колонну поз. К-16 под 1-ю тарелку. Из подогревателя поз. Т-60 фракция 130°С-КК забирается насосом поз. Н-16/1,2 и откачивается на охлаждение в теплообменник поз. Т-14, аппарат

воздушного охлаждения поз. ВХ-15, теплообменник поз. Т-68, далее откачивается на блок защелачивания в ёмкость поз. Е-20, где объединяется с фракцией НК-80°С и фракцией 80-130°С, либо откачивается через емкость поз. Е-10 по трубопроводу №8354 Dy150в парк 920/922 цеха 57/60 Химического завода и далее на гидроочистку, либо в цех № 1 Товарно-сырьевого производства ОАО «АНХК» (далее – цех № 1 ТСП) как бензин каталитического крекинга для отгрузки на экспорт или дальнейшей переработки [5].

6 Материальный баланс установки

Мощность установки ГК-3 -4000000 тонн в год.
Количество рабочих дней:

$$T_{эф} = T_{г} - T_{кап} - T_{тек}, \quad (6.1)$$

где $T_{г}$ - *количество дней в году*
$T_{кап}$-количество дней на капитальный ремонт установки
$T_{тек}$-количество дней на текущий ремонт

$$T_{эф} = 365 - 15 - 10 = 340$$

Таким образом, время работы установки составляет 340 суток год.
Количество часов работы установки в год:

$$N = 24 \cdot 340 = 8160 \ \ ч / год$$

Часовая производительность:

$$G = \frac{4000000}{8160} = 490{,}196 \ \ т / ч = 490196 \ \ кг / ч$$

Нефть поступает в К-1, где отделяется ПГС фр.НК-180°С в количестве 10,5% масс., и отбензиненная нефть в количестве 89,4% масс. Материальный баланс представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 –Материальный баланс колонны К-1

Приход				Расход			
Наимено-вание	%	т/г	кг/ч	Наимено-вание	%	т/г	кг/ч
Нефть	100	4000000	490196	ПГС (в т.ч. воды УВГ фр.C_5-140°С)	10,5 0,1 1,07 9,33	420000 4000 42800 373200	51470,58 490,19631 5245,0972 45735,2868
				Отбензи-ненная нефть	89,4	3576000	438235,224
				Потери	0,1	4000	490,196
Сумма					100	4000000	490196

Парогазовая смесь охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения, затем оборотной водой в теплообменниках и поступает в рефлюксную емкость Е-1, где разделяется на газ (0,5% масс.), воду (0,1% масс.), фр.НК.140°С 16,29%масс. В таблице 6.2 представлен материальный баланс емкости Е-1.

Таблица 6.2 –Материальный баланс емкости Е-1

Приход				Расход			
Наимено-вание	%	т/г	кг/ч	Наимено-вание	%	т/г	кг/ч
ПГС	10,5	420000	51470,58	Фр.нк-140° С	9,85	394000	48284,306
				Сухой газ	0,45	18000	2205,882
				Вода	0,1	4000	490,196

Окончание таблицы 5.2

Приход				Расход			
Наименование	%	т/г	кг/ч	Наименование	%	т/г	кг/ч
				Потери	0,1	4000	490,196
Сумма					10,5	420000	51470,58

Отбензиненная нефть из К-1 поступает на разгонку в К-2. Материальный баланс колонны К-2 приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Материальный баланс колонны К-2

Приход				Расход			
Наименование	%	т/ч	кг/ч	Наименование	%	т/ч	кг/ч
Отбензиненная нефть	89,4	3576000	438235,224	Фр.140-180°С	4,1	164000	20098,036
				Фр.180-240°С	8,19	327600	40147,0524
				Фр.240-300°С	8,81	352400	43186,2676
				Фр.300-350°С	9,1	364000	44607,836
				Фр. >350°С	59,1	2364000	289705,836
				Потери	0,1	4000	490,196
Сумма					89,4	3576000	438235,224

Материальный баланс колонны К-4 представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Материальный баланс колонны К-4

Приход				Расход			
Наименование	%	т/ч	кг/ч	Наименование	%	т/ч	кг/ч
Фр.нк-140 °С	9,85	394000	48284,306	Сухой газ	0,15	6000	735,294
Фр.140-180°С	4,1	164000	20098,036	Головка стабилизации	1,05	42000	5147,058
				Фр. C_5-180°С	12,65	506000	62009,794
				Потери	0,1	4000	490,196
Сумма	13,95	558000	68382,342		13,95	558000	68382,342

Стабильный бензин с низа колоны К-4, подается на вторичную перегонку в колонну вторичной перегонки К-5.

Материальный баланс колонны К-5 представлен в таблице 6.5

Таблица 6.5 – Материальный баланс колонны К-5

Приход				Расход			
Наимено-вание	%	т/ч	кг/ч	Наимено-вание	%	т/ч	кг/ч
Фр. C_5-180°С	12,65	506000	62009,794	Фр. C_5-80°С	2,74	109600	13431,3704
				Фр. 80-180°С	9,9	396000	48529,404
				Потери	0,01	400	49,0196
Сумма						506000	62009,794

В таблице 6.6 представлен сводный материальный баланс по всему блоку АТ.

Таблица 6.6 –Сводный материальный баланс

Приход				Расход			
Наимено-вание	%	т/ч	кг/ч	Наименова-ние	%	т/ч	кг/ч
Нефть	100	100	4000000	Вода	0,1	4000	490,196
				Сухой газ	0,6	24000	2941,176
				Головка стабилиза-ции	1,05	42000	5147,058
				Фр. C_5-80°С	2,74	109600	13431,3704
				Фр.80-180°С	9,9	396000	48529,404
				Фр.180-240°С	8,19	327600	40147,0524
				Фр.240-300°С	8,81	352400	43186,2676
				Фр.300-350°С	9,1	364000	44607,836
				Фр. >350°С	59,1	2364000	289705,836
				Потери	0,41	4400	2009,8036
Сумма					100	4000000	100

Материальный баланс при установившемся режиме можно записать следующим образом:

$$G = D + R + потери\,, \qquad (6.2)$$

где G - масса сырья, кг/ч;
D - масса ректификата, кг/ч;
R - остаток, кг/ч.

$$490196 = 51470{,}58 + 438235{,}224 + 490{,}196$$

Материальный баланс по компоненту i представляется уравнением:

$$G \cdot x_{0i} = D \cdot y_{0i} + R \cdot x_{iR} + потери, \quad (6.3)$$

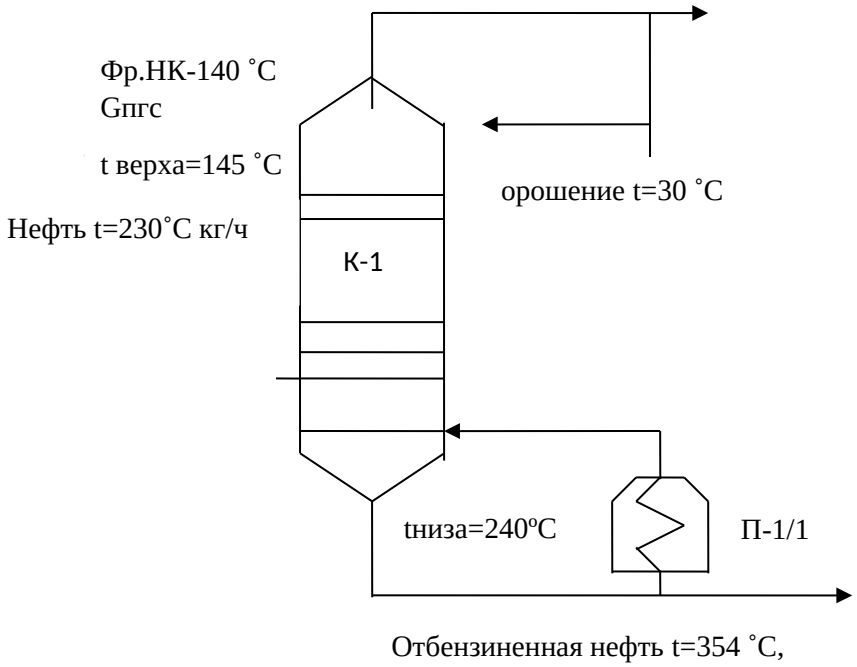
где x_{0i}, y_{0i}, x_{iR}- массовые доли компонента i в сырье, ректификате и остатке. Таким образом количество бензиновой фракции К-1 будет равно:

$$490196 * 0{,}105 = 51470{,}58 \ кг/ч$$

Количество отбензиненной нефти составит:

$$490196 * 0{,}894 = 438265{,}224 \ кг/ч$$

7 Расчет основного технологического аппарата



Сверху колонны К-1 отбирается 10,5% ПГС, а снизу - отбензиненная нефть, которая далее поступает в колонну К-2.

7.1 Тепловой баланс колонны К-1

Определяем количество парогазовой смеси $G_{ПГС}$

$$G_{ПГС} = 0{,}105 \cdot 490196 = 51\,470{,}58\ кг/ч$$

Расход орошения $G_{ор}$

$$G_{ор} = 0{,}3 \cdot G_{ПГС}$$

$$G_{ор} = 0{,}3 \cdot 51\,470{,}58 = 15\,441{,}174\ \ кг/ч$$

Количество отбензиненной нефти $G_{отб.н}$

$$G_{отб.н} = G_{нефти} - G_{ПГС} - потери$$

$$G_{отб.н} = 490196 - 51\,470{,}58 - 490{,}196 = 438\,235{,}224\ кг/ч$$

Работа ректификационной колонны связана с обменом энергии (теплом) между контактирующими фазами. При этом все подведенное в колонну тепло (с сырьем и горячей струей в низ колонны) должно быть отведено (без учета теплопотерь в окружающую среду) из колонны парами ректификата и жидким остатком.

$$Q_{прихода} = Q_{расхода}, \qquad (7.1.1)$$

Определяем количество тепла приходящей в колонну К-1

$$Q_{прихода} = Q_{нефти} + Q_{ор}, \qquad (7.1.2)$$

$$Q_{нефти} = 0{,}2105 \cdot G_{нефти} \cdot I_{п,230} + G_{нефти} \cdot (1 - 0{,}2105) \cdot I_{ж,230},\ кДж/ч \qquad (7.1.3)$$

Энтальпия жидких и парообразных нефтепродуктов рассчитывается по формулам:

$$I_t^n = (129{,}58 + 0{,}134 \cdot T + 0{,}00059 \cdot T^2) * (4 - \rho_{15}^{15}) - 308{,}99 \qquad (7.1.4)$$

$$I_t^{ж} = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} \cdot (0{,}0017 \cdot T^2 + 0{,}762 \cdot T - 334{,}25) \qquad (7.1.5)$$

$$I_{п,230} = 796{,}047\ кДж/кг$$

$$I_{ж,230} = 532{,}843\ кДж/кг$$

$$Q_{нефти} = 0{,}2105 \cdot 490196 \cdot 796{,}047 + 490196 \cdot (1 - 0{,}2105) \cdot 532{,}843 = 288356451{,}49\ кДж/ч$$

Принимаем температуру ввода острого орошения t = 30 ˚С, из материального баланса при флегмовом числе R=1,1

$$Q_{ор} = G_{ор} \cdot I_{ж,30} = 65{,}754\ кДж/кг \quad (7.1.6)$$

$$G_{ор} = 1{,}1 \cdot G_{ПГС}, \quad (7.1.7)$$

$$G_{ор} = 1{,}1 \cdot G_{ПГС} = 1{,}1 \cdot 51470{,}58 = 56617{,}638\ кг/ч$$

$$Q_{ор} = 56617{,}638 \cdot 65{,}75 = 3722859{,}669\ кДж/кг$$

$$Q_{прихода} = 288356451{,}49 + 3722859{,}669 = 292079311{,}2\ кДж/кг$$

$$Q_{расхода} = Q_{ПГС} + Q_{отб.н} + Q_{ор} + Q_{потерь}, \quad (7.1.8)$$

$$Q_{ПГС} = G_{ПГС} \cdot I_{п,145} + G_{ор} \cdot (I_{п,145} - I_{ж,30}),\ кДж/ч \quad (7.1.9)$$

$I_{п,145} = 626{,}439\ кДж/кг$ –энтальпия паров при t=145°С

$I_{ж,30} = 65{,}754\ кДж/кг$–энтальпия жидкости при t=30°С

$$Q_{ПГС} = 51\ 470{,}58 \cdot 626{,}439 + 56617{,}638 \cdot (626{,}439 - 65{,}754) = 40900789{,}04\ кДж/ч$$

$$Q_{отб.н} = G_{отб.н} \cdot I_{ж,240} \quad (7.1.10)$$

$I_{ж,240} = 557{,}09\ кДж/кг$

$$Q_{отб.н} = 438235{,}224 \cdot 557{,}09 = 244136450{,}7\ кДж/ч$$

$$Q_{потерь} = 0{,}02 \cdot Q_{прихода}, \quad (7.1.11)$$

$$Q_{потерь} = 0{,}02 \cdot 292079311{,}2 = 5841586{,}223\ кДж/ч$$

$$Q_{расхода} = 84312986{,}96 + 244136450{,}7 + 3139779{,}62 + 5381296{,}32 = 294601685{,}6\ кДж/ч$$

$$Q_{прихода} < Q_{расхода}\ 559872639{,}1 < 579276767{,}7$$

$$\Delta Q = 294601685{,}6 - 292079311{,}2 = 2522374{,}462\ кДж/ч$$

Определяем количество горячей струи

$$G_{гор.стр} = \frac{\Delta Q}{(I_{ж,354} - I_{ж,240})}, \quad (7.1.12)$$

$I_{ж,354} = 868{,}083\ кДж/кг$ – энтальпия жидкости при $t = 354\,°C$

$I_{ж,240} = 557{,}09\ кДж/кг$ – энтальпия жидкости при $t = 240\,°C$

$$G_{гор.стр} = \frac{2522374{,}462}{(868{,}083 - 557{,}09)} = 8110{,}709\ кг/ч$$

$$x = \frac{8110{,}709 \cdot 100}{490196} = 1{,}64\,\%$$

Таблица 7.1– Тепловой баланс колоны К-1

Поток	кДж/ч	кВт
Приход		
$Q_{ор}$	3722859,669	1034,127686
$Q_{нефти}$	288356451,49	80099,0143
$Q_{гор}$	2522374,462	700,6595728
Итого	294601685,6	81833,80156
Расход		
$Q_{ПГС}$	40900789,04	11361,33029
$Q_{отб}$	244136450,7	67815,68075
$Q_{ор}$	3722859,669	1034,127686
$Q_{потерь}$	5841586,223	1622,66284
	294601685,6	81833,80156

7.2 Определение количества теоретических тарелок

Определяем молекулярные массы легкокипящих высококипящих компонентов, используя формулы Войнова и Крега.

По формуле Войнова находим молекулярную массу легкокипящего компонента – фракции начала кипения:

$$M = 60 + 0{,}3 \cdot t + 0{,}001 \cdot t^2 \quad (7.2.1)$$

где t – средне-молекулярная температура кипения фракции, ˚С.

Находим средне-молекулярную температуру кипения фракции:

$$t = (30 + 140)/2 = 85\ ^{\circ}C.$$

Подставляя полученное значение в формулу (12), получим:

$$M1 = 60 + 0{,}3 \cdot 85 + 0{,}001 \cdot 85^2 = 92{,}725\ кг/кмоль.$$

Так как молекулярная масса функциональной группы алканов равна $M(CH_2)=12+2=14$ кг/кмоль, то найдем количество функциональных групп в низкокипящем компоненте

$n(CH_2) = 92{,}725/14 = 7$, следует, что низкокипящий компонент можно представить формулой C_7H_{16} –гептан.

По формуле Крега находим молекулярную массу высококипящего компонента – фракции [9]:

$$M_2 = \frac{44{,}29 \cdot d_{15}^4}{1{,}03 - d_{15}^4} \quad (7.2.2)$$

где d_{15}^4 – плотность нефтепродукта при 15^0С.

$$d_{15}^4 = d_{20}^4 + 5\alpha \quad (7.2.3)$$

где d_{20}^4 – плотность нефтепродукта при 20 ˚С;

α – температурная поправка.

Принимаем d_{20}^4= 0,8922 кг/м^3, α = 0,000646 [9], подставляем в формулу (7.2.3), получим d_{15}^4 =0,8922+0,00323=0,89543кг/м^3

Подставляем полученные данные в формулу (7.2.2), получим:

$$M_2 = \frac{44{,}29 \cdot 0{,}875}{1{,}03 - 0{,}875} = 250{,}02 \text{кг/моль}.$$

Аналогичным способом находим число функциональных групп в высококипящем компоненте

$n(CH_2) = 250{,}02/14 = 18$, значит, высококипящий компонент можно представить формулой $C_{18}H_{38}$ – октадекан.

По графику Кокса определяем температуру получаемых углеводородов

T_{C7}= (104+93)/2=98,5 ˚С,

T_{C18}=341˚С.

По графику Кокса вычисляем состав жидкости и пара, находящихся в состоянии равновесия для ряда температурных точек. Результаты заносим в таблицу.

Таблица 7.2.1 – Данные по графику Кокса

№	Т,^{0}С	$P_{НК}$, мм.р-т.ст.	$P_{ВК}$, мм.р-т.ст.	X	Y
1	98,5	760	1	1	1
2	125	1400	1.5	0,918	0,984

3	150	2800	2	0,681	0,865
4	175	3900	5.2	0,55	0,773
5	200	6000	15	0,424	0,683
6	225	9800	40	0,323	0,594
7	250	15200	60	0,208	0,465
8	275	21000	150	0,146	0,364
9	300	33000	250	0,090	0,274
10	325	50000	600	0,071	0,233
11	341	50200	760	0	0

$X=(P-P_{ВК})/(P_{НК}-P_{ВК})$

$Y=(P_{НК}/P)\cdot X$

Находим молекулярные массы компонентов:

$M_{C7}=12\cdot7+1\cdot16=100$ кг/моль,

$M_{C18}=12\cdot18+1\cdot32=254$ кг/моль.

Для построения рабочих линий выражаем рабочий состав в молярных долях:

$$X_F=\frac{\frac{0,1029}{100}}{\frac{0,1029}{100}+\frac{1-0,1029}{254}}=0,226\ кмоль/кмоль \quad (7.2.4)$$

$$X_W=\frac{\frac{0,02}{100}}{\frac{0,02}{100}+\frac{1-0,02}{254}}=0,049\ \ кмоль/кмоль \quad (7.2.5)$$

$$X_F=\frac{\frac{0,98}{100}}{\frac{0,98}{100}+\frac{1-0,98}{254}}=0,992\ кмоль/кмоль \quad (7.2.6)$$

Предварительно определяют минимальное флегмовое число, которое можно рассчитать аналитически:

$$R_{min}=\frac{x_p-y_F^*}{y_F^*-x_F}=\frac{0,992-0,491}{0,401-0,226}=1,895 \quad (7.2.7)$$

y_F^*–концентрация легколетучего компонента в паре, находящемся в равновесии с исходной смесью кмоль/кмоль смеси, находится по диаграмме х-у. $y_F^*=0,491$

Обычно коэффициент избытка флегмы, при котором достигается оптимальное флегмовое число не превышает 1,3. Один из возможных приближенных методов расчета R заключается в нахождении такого флегмового числа, которому соответствует минимальное произведение N(R+1), пропорциональное объему ректификационной колонны (N-число ступеней изменения концентраций или теоретических тарелок, определяющее высоту колонны, а R+1- расход паров и сечение колонны.

Рабочее флегмовое число определяется как

$$R = \cdot R_{min} \quad (7.2.8)$$

где β – коэффициент избытка флегмы (β = 1,02 ÷ 3,5).

Задаваясь различными значениями коэффициента избытка флегмы β для каждого из них определяется флегмовое число R, отрезок B, число теоретических тарелок в колонне N, путем вписывания "ступенек" между равновесной и рабочими линиями. Данные заносим в таблицу 7.2.2

Таблица 7.2.2– Данные для расчета флегмового числа

β	1,6	1,8	2	2,5	3	3,2
R	3,032	3,411	3,789	4,737	5,684	6,063
N	10	9	9	8	8	8
N(R+1)	40,32	39,699	43,101	45,896	53,472	56,504

Строится график в координатах N(R+1)- R и из точки минимума на кривой определяется оптимальное рабочее флегмового число R: R= 3,263 Из расчетов получаем $\beta = 1{,}722$

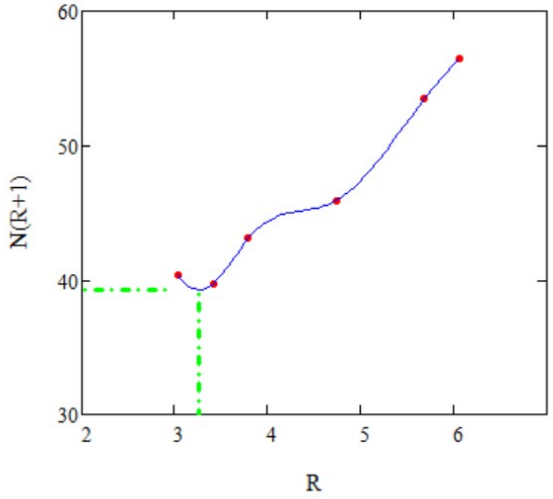


Рисунок 7.2.1– Определения рабочего флегмового числа

Для построения рабочей линии на графике определения числа ступеней необходимо найти точку $У_F$.

$$Y_F = \frac{3{,}263}{3{,}263+1} \cdot 0{,}226 + \frac{0{,}992}{3{,}263+1} = 0{,}406 \quad (7.2.9)$$

$$B = \frac{x_P}{R+1} = \frac{0{,}74}{4{,}157+1} = 0{,}233 \quad (7.2.10)$$

Графическим построением ступеней изменения концентраций между равновесной и рабочими линиями на диаграмме Х-У находим число теоретических тарелок N=10. Число теоретических тарелок в верхней части колонны равно 7, а в нижней 3.

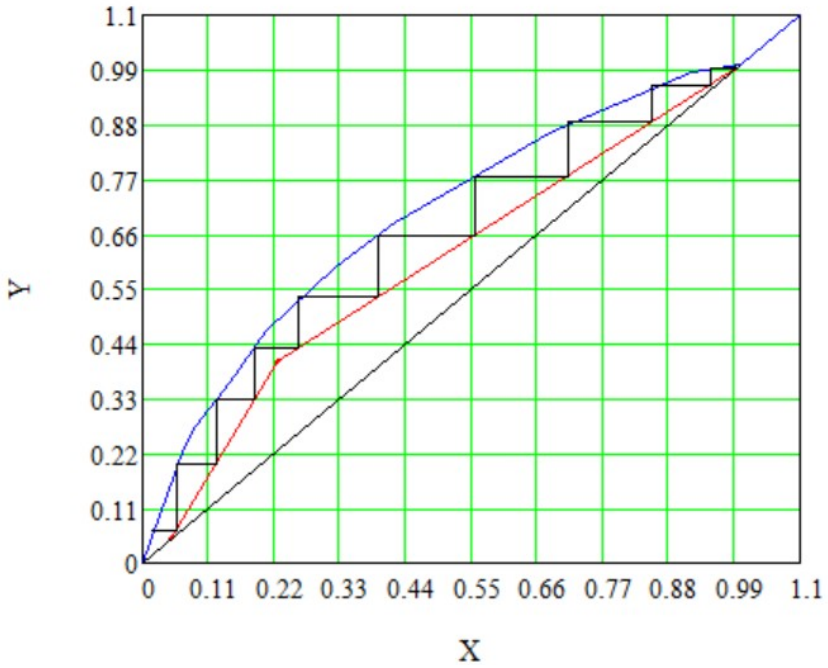


Рисунок 7.2.2 – Диаграмма равновесия в координатах у-х.

Приняв общий КПД тарелки η =0,4, определяем действительное число тарелок:

$$N = \frac{N\,T}{\eta} / \eta, \tag{7.2.11}$$

где N– КПД тарелки.

$N_в$=7/0,4=18,

$N_н$=3/0,4=8.

Общее число тарелок N=26.

Из уравнения материального баланса следует:

$$F = P + W, \tag{7.2.12}$$

$$F \cdot \bar{x}_F = P \cdot \bar{x}_P + W \cdot \bar{x}_W, \tag{7.2.13}$$

$$W = \frac{F \cdot (\bar{x}_P - \bar{x}_F)}{\bar{x}_P - \bar{x}_W}, \tag{7.2.14}$$

$$P = F - W, \tag{7.2.15}$$

где F - производительность колонны по сырью, кг/ч

P - производительность колонны по дистилляту, кг /ч

W - производительность колонны по кубовому остатку, кг /ч

$$W = \frac{490196 \cdot (0{,}98 - 0{,}105)}{0{,}98 - 0{,}02} = 446793{,}23\ кг/ч = 124{,}11\ кг/с$$

$$P = 490196 - 446793{,}23 = 43402{,}77\ кг/ч = 12{,}06\ кг/с$$

Определяем средний мольный состав жидкости соответственно в верхней и нижней частях колонны:

$$x_{ср.в} = \frac{(x_P + x_F)}{2} = \frac{(0{,}992 + 0{,}226)}{2} = 0{,}609\ \ кмоль/кмоль \tag{7.2.16}$$

$$x_{ср.н}=\frac{(x_F+x_W)}{2}=\frac{(0{,}226+0{,}049)}{2}=0{,}138\ \ кмоль/кмоль \quad (7.2.17)$$

Средние мольные массы жидкостей в верхней и нижней частях колонны:

$$M_в=M_{НК}\cdot x_{ср.в}+M_{ВК}\cdot(1-x_{ср.в}), \quad (7.2.18)$$

$$M_н=M_{НК}\cdot x_{ср.н}+M_{ВК}\cdot(1-x_{ср.н}), \quad (7.2.19)$$

где $M_в, M_н$-мольные массы высоко-и низкокипящего компонентов, кг/ кмоль.

$$M_в=100\cdot 0{,}609+254\cdot(1-0{,}609)=160{,}214\ \ кг/кмоль$$
$$M_н=100\cdot 0{,}138+254\cdot(1-0{,}138)=232{,}825\ \ кг/кмоль$$

Мольная масса исходной смеси

$$M_F=100\cdot 0{,}226+254\cdot(1-0{,}226)=219{,}196\ \ кг/кмоль$$

Средние массовые расходы(нагрузки) по жидкости для верхней и нижней части колонны:

$$L_в=\frac{P\cdot R\cdot M_в}{M_p}, \quad (7.2.20)$$

$$L_н=\frac{P\cdot R\cdot M_н}{M_p}+\frac{F\cdot M_н}{M_F}, \quad (7.2.21)$$

где M_P и M_F – мольные массы дистиллята и исходной смеси;

$M_в$ и $M_н$– средние мольные массы жидкости в верхней и нижней частях колонны.

$$L_в=\frac{43402{,}77\cdot 3{,}263\cdot 160{,}214}{100}=219471{,}837\,кг/ч=60{,}96\,кг/с$$
$$L_н=\frac{43402{,}77\cdot 3{,}263\cdot 232{,}825}{100}+\frac{490196\cdot 232{,}825}{219{,}196}=839614{,}26\,кг/ч=233{,}23\,кг/с$$

Средние массовые потоки паров в верхней $G_в$ и нижней частях $G_н$ колонны можно найти из уравнений

$$G_в=\frac{P\cdot(R+1)\ \cdot M_в}{M_p}, \quad (7.2.22)$$

$$G_н=\frac{P\cdot(R+1)\cdot M_н}{M_p} \quad (7.2.23)$$

Определяем средний мольный состав пара соответственно в верхней и нижней частях колонны:

$$y_{ср.в}=\frac{(y_P+y_F)}{2}=\frac{(0{,}992+0{,}406)}{2}=0{,}699\ \ кмоль/кмоль$$
$$y_{ср.н}=\frac{(y_F+y_W)}{2}=\frac{(0{,}406+0{,}049)}{2}=0{,}227\,кмоль/кмоль$$

Средние мольные массы паров в верхней и нижней частях колонны:

$$M_в^{`}=M_{НК}\cdot y_{ср.в}+M_{ВК}\cdot(1-y_{ср.в}), \quad (7.2.24)$$

$$M_н^{`}=M_{НК}\cdot y_{ср.н}+M_{ВК}\cdot(1-y_{ср.н}), \quad (7.2.25)$$

где $M_в^{`}, M_н^{`}$-мольные массы высоко-и низкокипящего компонентов, кг/ кмоль.

$$M_в^` = 100 \cdot 0{,}699 + 254 \cdot (1 - 0{,}699) = 146{,}38 \, / \, кмоль$$

$$M_н^` = 100 \cdot 0{,}277 + 254 \cdot (1 - 0{,}277) = 218{,}991 \, кг \, / \, кмоль$$

$$G_в = \frac{43402{,}77 \cdot (3{,}263 + 1) \cdot 146{,}38}{100} = 261964{,}752 \, кг \, / \, ч = 72{,}77 \;\; кг \, / \, с$$

$$G_н = \frac{43402{,}77 \cdot (3{,}263 + 1) \cdot 218{,}991}{100} = 391911{,}179 \, кг \, / \, ч = 108{,}86 \, кг \, / \, с$$

Найдем плотности жидкости, $\rho_{хв}$, $\rho_{хн}$ и пара , $\rho_{ув}, \rho_{ун}$ в верхней и нижней частях колонны при средних температурах в них $t_в$, $t_н$ и $t_в^`, t_н^`$ Средние температуры определяем по диаграмме t-x,y (см рисунок 7.2.3) :

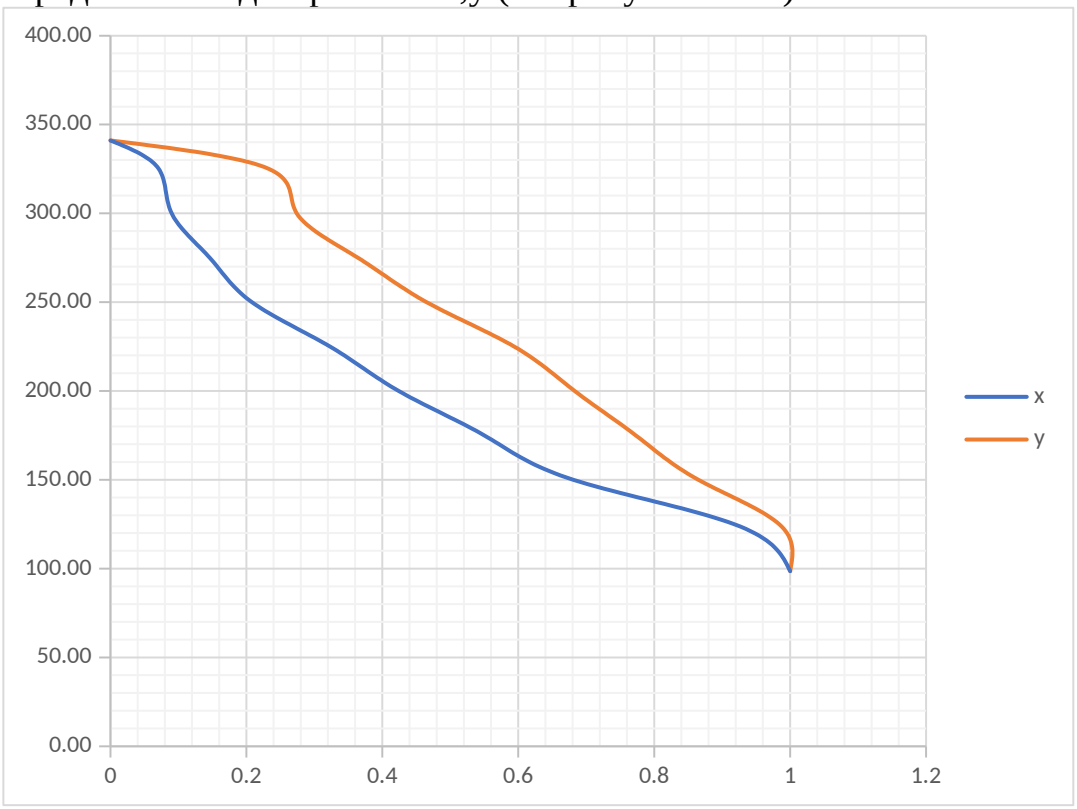


Рисунок 7.2.3 – Диаграмма t-x, y

$$t_в = 58{,}1 \, °C \qquad t_н = 66{,}1 \, °C \qquad \rho_{НК} = 559{,}3 \;\; кг \, / \, м3$$

$$t_в^` = 156 \, °C \qquad t_н^` = 199 \, °C \qquad \rho_{ВК} = 676{,}1 \;\; кг \, / \, м3$$

$$\rho_{ув} = \frac{M_в^`}{22{,}4} \cdot \frac{T_0}{T_0 + t_в^`}, \qquad (7.2.26)$$

$$\rho_{ун} = \frac{M_н^`}{22{,}4} \cdot \frac{T_0}{T_0 + t_н^`}, \qquad (7.2.27)$$

$$\rho_{ув} = \frac{146{,}38}{22{,}4} \cdot \frac{273}{273 + 58{,}1} = 5{,}34 \, кг \, / \, м^3$$

$$\rho_{ун} = \frac{218{,}991}{22{,}4} \cdot \frac{273}{273 + 72{,}3} = 7{,}73 \, кг \, / \, м^3$$

Плотность жидкости определяем по формулам:

$$\frac{1}{\rho_{хв}} = \frac{x_{ср.в}}{\rho_{НК}} + \frac{(1 - x_{ср.в})}{\rho_{ВК}}, \qquad (7.2.28)$$

$$\frac{1}{\rho_{хн}} = \frac{x_{ср.н}}{\rho_{НК}} + \frac{(1 - x_{ср.н})}{\rho_{ВК}}, \qquad (7.2.29)$$

$$\frac{1}{\rho_{хв}} = \frac{0{,}609}{559{,}3} + \frac{(1-0{,}609)}{676{,}1} = 0{,}00167$$

$$\rho_{хв} = 599{,}82\ кг/м^3$$

$$\frac{1}{\rho_{хн}} = \frac{0{,}138}{559{,}3} + \frac{(1-0{,}138)}{676{,}1} = 0{,}00152$$

$$\rho_{хн} = 657{,}16\ кг/м^3$$

7.3. Конструктивный расчет аппарата

7.3.1 Определение диаметра колонны

Проводим гидравлический расчет клапанных тарелок К-1.

Выбираем глубину барботажа:

$$h_б = 0{,}05\ м$$

Диапазон изменений нагрузки:

$$\frac{K_4}{K_3} = \frac{1{,}1}{0{,}8} = 1{,}375 < 3{,}5 \qquad (7.3.1)$$

Коэффициент, учитывающий поверхностное натяжение жидкости:

для верхней части колонны

$$K_{2в} = 2{,}185 \cdot \sigma_в^{0{,}2}\ 1{,}69 \qquad (7.3.2)$$

для нижней части колонны

$$K_{2н} = 2{,}185 \cdot \sigma_н^{0{,}2} = 1{,}69 \qquad (7.3.3)$$

Вспомогательные комплексы (A_1) и (A_2)

для верхней части колонны

$$A_{1в} = \sqrt{\frac{(\rho_{L_в} - \rho_{G_в})}{\rho_{G_в}}} = \sqrt{\frac{(599{,}82 - 5{,}34)}{5{,}34}} = 10{,}55 \qquad (7.3.4)$$

$$A_{2в} = \frac{L_в}{G_в \cdot \left(\frac{\rho_{G_в}}{\rho_{L_в}}\right)^{0{,}5}} = \frac{60{,}96}{72{,}77 \cdot \left(\frac{5{,}34}{599{,}82}\right)^{0{,}5}} = 8{,}878 \qquad (7.3.5)$$

для нижней части колонны

$$A_{1н} = \sqrt{\frac{(\rho_{L_н} - \rho_{G_н})}{\rho_{G_н}}} = \sqrt{\frac{(657{,}16 - 7{,}73)}{7{,}73}} = 9{,}17 \qquad (7.3.6)$$

$$A_{2н} = \frac{L_н}{G_н \cdot \left(\frac{\rho_н}{\rho_{L_н}}\right)^{0{,}5}} = \frac{233{,}23}{108{,}86 \cdot \left(\frac{7{,}73}{657{,}16}\right)^{0{,}5}} = 19{,}7543 \qquad (7.3.7)$$

Объемная нагрузка по пару

в верхней части колонны

$$V_{G_в} = \frac{G_в}{\rho_{G_в}}, \qquad (7.3.8)$$

где $G_в$- средний массовый поток пара в верхней части колонны, кг/с

$$V_{G_в} = \frac{72{,}77}{5{,}34} = 13{,}627\ \ м^3/с$$

– в нижней части колонны

$$V_{G_н} = \frac{G_н}{\rho_{G_н}} \quad (7.3.9)$$

где $G_н$- средний массовый поток пара в верхней части колонны, кг/с

$$V_{G_н} = \frac{108,86}{7,73} = 14,083 \ \ м^3/с$$

Объемная нагрузка по жидкости:

в верхней части колонны

$$V_{L_в} = \frac{L_в}{\rho_{L_в}} \quad (7.3.10)$$

$$V_{L_в} = \frac{60,96}{599,82} = 0,102 \, м^3/с$$

– в нижней части колонны

$$V_{L_н} = \frac{L_н}{\rho_{L_н}}, \quad (7.3.11)$$

$$V_{L_н} = \frac{233,23}{657,16} = 0,355 \ \ м^3/с$$

Оценочная скорость пара

– для верхней части колонны

$$W_{оц_в} = 0,1 \cdot A_{1в} = 0,1 \cdot 10,55 = 1,055 \ \ м/с \quad (7.3.12)$$

– для нижней части колонны

$$W_{оц_н} = 0,1 \cdot A_{1н} = 0,1 \cdot 9,17 = 0,917 \ \ м/с \quad (7.3.13)$$

Расчетный диаметр

–верхней части первой секции колонны

$$D_в = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{G_в}}{\pi \cdot W_{оц_в}}}, \quad (7.3.14)$$

$$D_в = \sqrt{\frac{4 \cdot 13,627}{3,14 \cdot 1,055}} = 4,056 \, м$$

–нижней части первой секции колонны

$$D_н = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{G_н}}{\pi \cdot W_{оц_н}}}, \quad (7.3.15)$$

$$D_в = \sqrt{\frac{4 \cdot 14,083}{3,14 \cdot 0,917}} = 4,424 \, м$$

Исходя из расчётов диаметры для верха и низа колонны оказались близки, принимаем колонну одного диаметра. Выбираем из стандартного ряда диаметров ближайший диаметр $D_к$=4,5м.

7.3.2 Определение высоты колонны

Высота тарельчатой колонны:

$$H_к = h \cdot (n-1) + h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_2 \quad (7.3.16)$$

где h – расстояние между тарелками, м;

n – число тарелок;

h_1 – высота от верхнего днища до первой ректификационной тарелки, м;

h_2 – высота между концентрационной и отгонной частями колонны, м;

h_3 – расстояние от уровня жидкости внизу колонны до нижней тарелки, м;

h_4 – высота слоя жидкости внизу колонны, м;

h_5 – высота постамента, м.

Высота от верхнего днища до первой ректификационной тарелки принимаем равной половине диаметра колонны:

$$h_1 = 0{,}5 \cdot D к \qquad (7.3.17)$$

$h_1 = 0{,}5 \cdot 4{,}5 = 2{,}25$

Высота между концентрационной и отгонной частями колонны берем из расчета расстояния между тремя тарелками:

$$h_2 = 3 \cdot h \qquad (7.3.18)$$

$h_2 = 3 \cdot 0{,}6 = 1{,}8$

Расстояние от уровня жидкости внизу колонны до нижней тарелки принимаем равной 1-2 м: $h_3 = 2$ м.

Высоту слоя жидкости внизу колонны определяем, исходя из запаса остатка на 600 с. Объем горячей струи внизу колонны составляет:

$$V = \frac{G гор \cdot 600}{\rho_{гор}} = \frac{(8110{,}709 \cdot 600)}{(360 \cdot 657{,}16)} \ 20{,}6 \ м^3 \qquad (7.3.19)$$

где $G_{гор}$ – расход горячей струи, кг/с;

$\rho_{гор}$ – плотность горячей струи, кг/м^3.

Площадь поперечного сечения колонны:

$$F = \frac{3{,}14 * 4{,}5^2}{4} = 15{,}9 \ м^2$$

Отсюда

$$h_4 = V / F = 20{,}6 / 15{,}9 = 1{,}3 \ м. \qquad (7.3.20)$$

Высоту опоры колонны принимаем равной 4 м.

Общая высота колонны

$$H_к = 0{,}6 \cdot (26 - 1) + 2{,}25 + 1{,}8 + 2 + 1{,}3 + 4 = 26{,}4 \ м.$$

7.4 Гидравлический расчет колонны К-1

Рассчитываем свободное сечение колонны:

$$S_R = \pi \cdot \frac{D^2}{4} = 3{,}14 \cdot \frac{4{,}5^2}{4} = 15{,}89 \ м^2 \qquad (7.4.1)$$

Скорость пара:

Верхняя часть первой секции колонны

$$W_{R_в} = \frac{V_{G_в}}{S_R}, \qquad (7.4.2)$$

$$W_{R_в} = \frac{13{,}627}{15{,}89} = 0{,}86 \ м/с$$

Нижняя часть первой секции колонны

$$W_{R_н} = \frac{V_{G_н}}{S_R} \qquad (7.4.3)$$

$$W_{R_н} = \frac{14{,}083}{15{,}89} = 0{,}89\ м/с$$

Из АТК 26-02-1-89 по таблице выбираем стандартные параметры [12].

Периметр слива $l_w = 6{,}06\ м$

Относительное сечение перелива $S_2^{`} = 15{,}01\%$

Относительное свободное сечение тарелки $f_c = 0{,}138$

Количество клапанов $K_L = 1752$

Относительная активная площадь тарелки:

$$S_1^{`} = 1 - 2 \cdot \frac{S_2^{`}}{100} = 1 - 2 \cdot \frac{15{,}01}{100} = 0{,}698 \qquad (7.4.4)$$

Удельная весовая нагрузка клапана

$$q = 16{,}6 \cdot \delta \cdot \rho_м, \qquad (7.4.5)$$

где $\rho_м = 7900\ кг/м^3$-плотность материала клапана

$\delta = 0{,}0016\ м$- толщина клапана

$$q = 16{,}6 \cdot 0{,}0016 \cdot 7900 = 209{,}824\ \ Па$$

Допустимая скорость в рабочем сечение колонны:

– для верхней части колонны

$$W_{Д_в} = K_{2в} \cdot B_{1в} \cdot A_{1в}, \qquad (7.4.6)$$
$$W_{Д_в} = 1{,}69 \cdot 0{,}085 \cdot 10{,}55 = 1{,}51\ \ м/с$$

– для нижней части колонны

$$W_{Д_н} = K_{2н} \cdot B_{1н} \cdot A_{1н}, \qquad (7.4.7)$$
$$W_{Д_н} = 1{,}69 \cdot 0{,}089 \cdot 9{,}17 = 1{,}38\ м/с$$

Проверяем условия допустимости скоростей пара для верхней и нижней частей первой секции колонны:

$$W_{Д_в} = K_{2в} \cdot B_{1в} \cdot A_{1в}, \qquad (7.4.8)$$
$$W_{Д_в} = 1{,}69 \cdot 0{,}085 \cdot 10{,}55 = 1{,}51\ \ м/с$$

– для нижней части колонны

$$W_{Д_н} = K_{2н} \cdot B_{1н} \cdot A_{1н}, \qquad (7.4.9)$$
$$W_{Д_н} = 1{,}69 \cdot 0{,}089 \cdot 9{,}17 = 1{,}38\ м/с$$

Проверяем условия допустимости скоростей пара для верхней и нижней частей первой секции колонны:

$W_{Д_в} \cdot S_1^{`} > K_4 \cdot W_{R_в}$ $\qquad 1{,}51 \cdot 0{,}698 > 1{,}1 \cdot 0{,}86$

$W_{Д_в} \cdot S_1^{`} > K_4 \cdot W_{R_н}$ $\qquad 1{,}51 \cdot 0{,}698 > 1{,}1 \cdot 0{,}89$

Условие выполняется, можно продолжить расчет.

Минимально допустимая скорость пара в свободном сечении

- верхних тарелок

$$W_{0minв} = \left(\frac{2 \cdot q}{\zeta \cdot \rho_{G_в}} \right)^{0{,}5}, \qquad (7.4.10)$$

Где ζ *это*- коэффициент сопротивления сухой тарелки.

$$W_{0minв} = \left(\frac{2 \cdot 209{,}824}{4 \cdot 5{,}34} \right)^{0{,}5} = 4{,}432\ \ м/с$$

- нижних тарелок

$$W_{0minн} = \left(\frac{2 \cdot q}{\zeta \cdot \rho_{G_н}} \right)^{0{,}5}, \qquad (7.4.11)$$

$$W_{0\,min\,в}=\left(\frac{2\cdot 209{,}824}{4\cdot 7{,}73}\right)^{0{,}5}=3{,}684\ \ м/с$$

Коэффициент запаса сечения:

- для верхних тарелок

$$K_{l_в}=\frac{W_{R_в}\cdot K_3}{f_c\cdot W_{0\,min\,в}},\qquad (7.4.12)$$

$$K_{l_в}=\frac{0{,}86\cdot 0{,}8}{0{,}138\cdot 4{,}432}=1{,}125$$

- для нижних тарелок

$$K_{l_н}=\frac{W_{R_н}\cdot K_3}{f_c\cdot W_{0\,min\,н}},\qquad (7.4.13)$$

$$K_{l_н}=\frac{0{,}89\cdot 0{,}8}{0{,}138\cdot 3{,}684}=1{,}4$$

Фактор первой нагрузки:

$$F_{ф_в}=W_{R_в}\cdot\sqrt{\rho_{G_в}},\qquad (7.4.14)$$

$$F_{ф_в}=0{,}86\cdot\sqrt{5{,}34}=1{,}987\ \ кг^{0{,}5}/м^{0{,}5}с$$

$$F_{ф_н}=W_{R_н}\cdot\sqrt{\rho_{G_н}},\qquad (7.4.15)$$

$$F_{ф_н}=0{,}89\cdot\sqrt{7{,}73}=2{,}474\ \ кг^{0{,}5}/м^{0{,}5}с$$

Вспомогательный комплекс A_3 *:*

- для верхней части колонны

$$A_{3_в}=0{,}5\cdot\left(\frac{\zeta_{кл}}{q}\right)\cdot\left(\frac{F_{ф_в}}{f_c}\right)^2,\qquad (7.4.16)$$

$$A_{3_в}=0{,}5\cdot\left(\frac{2{,}5}{209{,}824}\right)\cdot\left(\frac{1{,}987}{0{,}138}\right)^2=1{,}235$$

- для нижней части колонны

$$A_{3_н}=0{,}5\cdot\left(\frac{\zeta_{кл}}{q}\right)\cdot\left(\frac{F_{ф_н}}{f_c}\right)^2,\qquad (7.4.17)$$

$$A_{3_н}=0{,}5\cdot\left(\frac{2{,}5}{209{,}824}\right)\cdot\left(\frac{2{,}474}{0{,}138}\right)^2=1{,}915$$

Степень открытия клапанов:

- верхних тарелок

$$B_{3_в}=\sqrt{\sqrt{0{,}25+A_{3_в}}-0{,}5},\qquad (7.4.18)$$

$$B_{3_в}=\sqrt{\sqrt{0{,}25+1{,}235}-0{,}5}=0{,}848$$

- нижних тарелок

$$B_{3_н}=\sqrt{\sqrt{0{,}25+A_{3_н}}-0{,}5},\qquad (7.4.19)$$

$$B_{3_н}=\sqrt{\sqrt{0{,}25+1{,}915}-0{,}5}=0{,}986$$

Принимаем B_3=1.

Фактор аэрации:

- для верхних тарелок

$$\beta_в=\frac{0{,}1}{\frac{0{,}3\cdot W_{R_в}}{f_c}+4}+\frac{0{,}253}{h_б^{0{,}25}},\qquad (7.4.20)$$

$$\beta_в = \frac{0,1}{\frac{0,3 \cdot 0,86}{0,138} + 4} + \frac{0,253}{0,05^{0,25}} = 0,552$$

- для нижних тарелок

$$\beta_н = \frac{0,1}{\frac{0,3 \cdot W_{R_н}}{f_c} + 4} + \frac{0,253}{h_б^{0,25}}, \quad (7.4.21)$$

$$\beta_н = \frac{0,1}{\frac{0,3 \cdot 1,16}{0,103} + 4} + \frac{0,253}{0,05^{0,25}} = 0,552$$

Гидравлическое сопротивление тарелок:

- в верхней части колонны

$$\Delta P_{Tв} = 0,5 \cdot \zeta_щ \cdot \left(\frac{F_{ф_в}}{B_{З_в} \cdot f_c} \right)^2 + 9810 \cdot \beta_в \cdot h_б \quad (7.4.22)$$

$$\Delta P_{T_в} = 0,5 \cdot 3 \cdot \left(\frac{1,987}{1 \cdot 0,138} \right)^2 + 9810 \cdot 0,552 \cdot 0,05 = 581,674 \ \ Па < \Delta P_д$$

- в нижней части колонны

$$\Delta P_{T_н} = 0,5 \cdot \zeta_щ \cdot \left(\frac{F_{ф_н}}{B_{З_н} \cdot f_{5н}} \right)^2 + 9810 \cdot \beta_н \cdot h_б \quad (7.4.23)$$

$$P_{T_н} = 0,5 \cdot 3 \cdot \left(\frac{2,474}{1 \cdot 0,138} \right)^2 + 9810 \cdot 0,55 \cdot 0,05 = 752,792 \ \ Па < \Delta P_д$$

$\Delta P_T < P_Д \rightarrow$ расчет продолжаем.

Высота парожидкостного слоя:

$$h_{f_в} = h_б \cdot \frac{1000}{\rho_{L_в}}, \quad (7.4.24)$$

$$h_{f_в} = 0,05 \cdot \frac{1000}{599,82} = 0,083 \ \ м$$

$$h_{f_н} = h_б \cdot \frac{1000}{\rho_{L_н}}, \quad (7.4.25)$$

$$h_{f_н} = 0,05 \cdot \frac{1000}{657,16} = 0,076 \ \ м$$

Удельная нагрузка жидкости на сливной порог:

- в верхней части колонны

$$\frac{V_{L_в}}{l_w} = \frac{0,102}{6,06} = 0,017 \ \ м^3 / м \cdot с \quad (7.4.26)$$

- в нижней части колонны

$$\frac{V_{L_н}}{l_w} = \frac{0,355}{6,06} = 0,059 \ \ м^3 / м \cdot с \quad (7.4.27)$$

Подпор жидкости над сливным порогом:

- для верхних тарелок

$$h_{0W_в} = 0,667 \cdot \left(\frac{V_{L_в}}{l_w} \right)^{0,67}, \quad (7.4.28)$$

$$h_{0W_в} = 0{,}667 \cdot (0{,}017)^{0{,}67} = 0{,}043 \ \ м$$

- для нижних тарелок

$$h_{0W_н} = 0{,}667 \cdot \left(\frac{V_{L_н}}{l_w}\right)^{0{,}67}, \qquad (7.4.29)$$

$$h_{0W_н} = 0{,}667 \cdot (0{,}059)^{0{,}67} = 0{,}065 \ \ м$$

Высота сливного порога:

$$h_{W_в} = h_{f_в} - h_{0W_в}, \qquad (7.4.30)$$

$$h_{W_в} = 0{,}083 \ - 0{,}043 = 0{,}04 \ \ м$$

$$h_{W_н} = h_{f_н} - h_{0W_н}, \qquad (7.4.31)$$

$$h_{W_н} = 0{,}076 - 0{,}065 = 0{,}011 \ \ м$$

Высота сепарационного пространства:

$$H_C = h_{мт} - 2{,}5 \cdot \frac{h_б}{K_5}, \qquad (7.4.32)$$

где $K_5 = 0{,}85$ – коэффициент вспениваемости смеси

$$H_C = 0{,}6 - 2{,}5 \cdot \frac{0{,}05}{0{,}85} = 0{,}453 \, м$$

Межтарельчатый унос жидкости:

- в верхней части колонны

$$e_в = \left(\frac{5{,}7 \cdot 10^{-6}}{\sigma_в}\right) \cdot \left(\frac{W_{R_в}}{H_C}\right)^{3{,}2}, \qquad (7.4.33)$$

$$e_в = \left(\frac{5{,}7 \cdot 10^{-6}}{0{,}028}\right) \cdot \left(\frac{0{,}86}{0{,}453}\right)^{3{,}2} = 0{,}0016 \, кг/кг < 0{,}1 \ \ кг/кг$$

- в нижней части колонны

$$e_н = \left(\frac{5{,}7 \cdot 10^{-6}}{\sigma_н}\right) \cdot \left(\frac{W_{R_н}}{H_C}\right)^{3{,}2}, \qquad (7.4.34)$$

$$e_в = \left(\frac{5{,}7 \cdot 10^{-6}}{0{,}028}\right) \cdot \left(\frac{0{,}89}{0{,}453}\right)^{0{,}32} = 0{,}0018 \, кг/кг < 0{,}1 \ \ кг/кг$$

Условие e<0,1 кг/кг выполняется $\Rightarrow$ расчет продолжаем.

Допустимая скорость жидкости в переливе:

- для верхних тарелок

$$U_{д_в} = 0{,}008 \cdot K_5 \cdot \sqrt{h_{мт} \cdot (\rho_{L_в} - \rho_{G_в})}, \qquad (7.4.35)$$

$$U_{д_в} = 0{,}008 \cdot 0{,}85 \cdot \sqrt{0{,}6 \cdot (599{,}82 - 5{,}34)} = 0{,}128 \ \ м/с$$

- для нижних тарелок

$$U_{д_н} = 0{,}008 \cdot K_5 \cdot \sqrt{h_{мт} \cdot (\rho_{L_н} - \rho_{G_н})}, \qquad (7.4.36)$$

$$U_{д_н} = 0{,}008 \cdot 0{,}85 \cdot \sqrt{0{,}6 \cdot (657{,}16 - 7{,}73)} = 0{,}134 \ \ м/с$$

Действительная скорость жидкости в переливных устройствах:

- верхней части колонны

$$U_в = \frac{V_{L_в}}{S_R \cdot S_2^{`}}, \qquad (7.4.37)$$

$$U_в = \frac{0{,}102}{15{,}89 \cdot 15{,}01} = 0{,}042 \ \ м/с$$

- нижней части колонны

$$U_н = \frac{V_{L_н}}{S_R \cdot S_2`}, \qquad (7.4.38)$$

$$U_н = \frac{0,355}{15,89 \cdot 15,01} = 0,15 \ \ м/с$$

Действительные скорости меньше допустимых, следовательно, тарелки обеспечат необходимую производительность. Расчет окончен.

Тарелки колонны К-1 обладают следующими характеристиками :

Диаметр	D	=	4,5 м
Длина сливного порога	l_W	=	6,06м
Высота сливного порога	h_W	=	0,04 м
Относительное сечение перелива	S_2’	=	15,01%
Относительное свободное сечение	f_c	=	0,138
Относительная активная площадь	S_1’	=	0,698
Количество клапанов на тарелке	KL	=	1752 шт
Расстояние между тарелками	$H_{МТ}$	=	0,6 м

Работа тарелки характеризуется следующими параметрами:

Высота парожидкостного слоя	h_f	=	0,083м
Фактор аэрации	β	=	0,55
Гидравлическое сопротивление тарелки	ΔP_T	=	752,792Па
Межтарельчатый унос	e	=	0,0018 кг/кг
Скорость жидкости в переливе	u	=	0,15 м/с
Скорость пара в колонне	W_k	=	0,89 м/с

7.5 Механические расчеты

7.5.1 Расчет штуцеров

Основная расчетная формула диаметров штуцеров имеет следующий вид [6]:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot G}{\pi \cdot \omega \cdot \rho}}, \qquad (7.5.1)$$

где G – объемный расход, кг/с; ω – рекомендуемая скорость перекачиваемой среды (жидкости или пара), м/с; ρ – плотность среды, кг/м^3.

Рассчитываем диаметр штуцера для входа исходной смеси.

Принимаем среднюю скорость сырья ω=1 м/с.

$$d_{ш.см} = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi \cdot \omega_{см} \cdot \rho_{нефти}}}, \qquad (7.5.2)$$

$$d_{ш.см} = \sqrt{\frac{4 \cdot 136,16}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 635,8}} = 0,426 \ м = 426 \ мм$$

Принимаем $d_{шт.см} = 500 \ мм$ по АТК 24.218.06-90

Рассчитываем диаметра штуцера для выхода паров с верха колонны.

Принимаем скорость пара ω=50 м/с.

$$d_{шт} = \sqrt{\frac{4 \cdot P(R+1)}{\pi \cdot \omega_n \cdot \rho_y}}, \qquad (7.5.3)$$

$$d_{ш.п.} = \sqrt{\frac{4 \cdot 136,16}{3,14 \cdot 50 \cdot 5,34}} = 0,484 \ м = 484 \ мм$$

Принимаем $d_{ш.п.}=500\,мм$ по АТК 24.218.06-90

Рассчитываем диаметра штуцера для входа флегмы.

Принимаем скорость флегмы ω=1,5 м/с.

$$d_{ш.ф}=\sqrt{\frac{4\cdot P\cdot R}{\pi\cdot\omega_{п}\cdot\rho_{хф}}}, \qquad (7.5.4)$$

$$d_{ш.ф}=\sqrt{\frac{4\cdot 12{,}06\cdot 3{,}263}{3{,}14\cdot 1{,}5\cdot 690}}=0{,}222\,м=222\,мм$$

Принимаем $d_{ш.ф}=250\,мм$ по АТК 24.218.06-90

Рассчитываем диаметра штуцера для ввода горячей струи.

$$\omega=1\,м/с$$

$$d_{ш.г.ст}=\sqrt{\frac{4\cdot W\cdot R}{\pi\cdot\omega\cdot\rho_{у.н}}}, \qquad (7.5.5)$$

$$d_{ш.г.ст}=\sqrt{\frac{4\cdot 124{,}11}{3{,}14\cdot 1\cdot 691}}=0{,}478\,м=478\,мм$$

Принимаем $d_{ш.г.ст}=500\,мм$ по АТК 24.218.06-90

Рассчитываем диаметра штуцера для выхода жидкости кубового остатка.

$$\omega_{ж}=1{,}5\,м/с$$

$$d_{ш.куб.ост}=\sqrt{\frac{4\cdot W}{\pi\cdot\omega\cdot\rho}}, \qquad (7.5.6)$$

$$d_{ш.куб.ост}=\sqrt{\frac{4\cdot 124{,}11}{3{,}14\cdot 1{,}5\cdot 679{,}6}}=0{,}467\,м=467\,мм$$

Принимаем $d_{ш.куб.ост}=500\,мм$ по АТК 24.218.06-90

7.5.2 Расчет обечайки

Расчетное давление	(p)	0,5 МПа
Внутренний диаметр верхней обечайки	(D)	4500 мм
Материал обечайки		09Г2С-15
Допускаемое напряжение материала обечайки	[σ]	162,6 МПа
Коэффициент прочности сварного шва	(φ)	1
Прибавка на коррозию	(c_1)	2 мм
Прибавка для компенсации минусового допуска	(c_2)	0,8 мм
Суммарная прибавка	(c)	2,8 мм

Найдем толщину обечайки:

$$S_p\geq\frac{p\times D}{2[\sigma]\times\varphi-p}=\frac{0{,}5\times 4500}{2\times 162{,}6\times 1-0{,}5}=6{,}9 \qquad (7.5.7)$$

Исполнительная толщина:

$$S_p+c=6{,}9+2{,}8=9{,}7\ \ мм \qquad (7.5.8)$$

Тогда за фактическую толщину примем S=10 мм.

Допускаемое внутреннее избыточное давление (p):

$$[p]=\frac{2\times[\sigma]\times\varphi\times(S-c)}{D+(S-c)}=\frac{2\times 162{,}6\times 1\times(10-2{,}8)}{4500+(10-2{,}8)}=0{,}52\ \ МПа \qquad (7.5.9)$$

$$0{,}52\ \ МПа>p=0{,}5\ \ МПа \qquad (7.5.10)$$

7.5.3 Расчет эллиптического днища

$$S_p = \frac{p \times R}{2[\sigma] \times \varphi - 0.5\,p} = \frac{0,5 \times 2250}{2 \times 162,6 \times 1 - 0,5 \times 0,5} = 6,92 \quad мм \tag{7.5.11}$$

Исполнительная толщина равна:

$$S_p + c = 6,9 + 2,8 = 9,7 \quad мм$$

Тогда фактическая толщина обечайки S = 10 мм

Допускаемое внутреннее избыточное давление (*p*)

$$[p] = \frac{2 \times [\sigma] \times \varphi \times (S - c)}{R + (S - c)} = \frac{2 \times 162,6 \times 1 \times (10 - 2,8)}{1500 + (10 - 2,8)} = 0,52\ МПа \tag{7.5.12}$$

8 Расчет вспомогательного технологического аппарата

Наибольшее распространение на нефтезаводах получили теплообменники кожухотрубчатые с плавающей головкой. Они применяются для нагрева или охлаждения чаще всего жидких нефтепродуктов.

Процесс теплообмена в аппаратах этого типа осуществляется следующим образом.

Поступив в распределительную коробку, жидкость проходит по трубному пучку в плавающую головку, делает поворот и вновь возвращается. Причем более вязкая и загрязненная жидкость пропускается по трубному пучку.

Удлинение пути жидкости в межтрубном пространстве достигается продольными вертикальными перегородками, позволяющими получить «многоходовой по корпусу».

Кожухотрубный теплообменник с плавающей головкой представляет собой сборную конструкцию, основными элементами которой являются трубный пучок и корпус. Трубный пучок одним концом жестко крепится к неподвижной решетке, другим – к плавающей головке, крышка которой соединена с трубной решеткой при помощи полуколец.

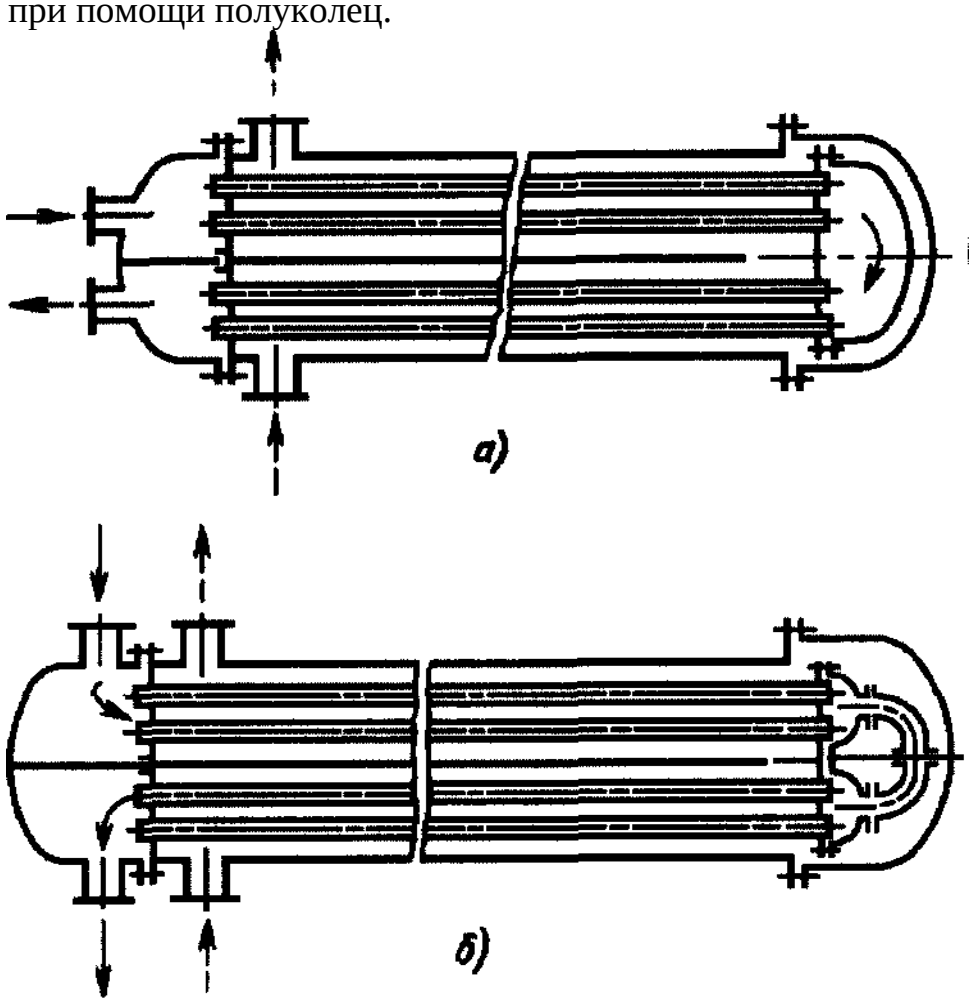


Рисунок 8.1 – Двухходовой теплообменник типа ТП с плавающей головкой: а — цельной; б — разрезной

8.1 Технологический расчет теплообменника

Расчет проводится с целью подобрать теплообменный аппарат для охлаждения бензина с 145 ˚С до температуры 65 ˚С перед подачей его в рефлюксную емкость Е-1.

Расход бензина составляет G_1=45735,2868(R+1)= 45735,2868*(3,263+1) =1580875,2 кг/ч или 1580875,2/3600 = 54,158 кг/с (ρ_4^{20} =0,7).

Бензин охлаждается оборотной водой, при этом вода нагревается с 20 до 44 ˚С. В трубное пространство подаем воду, т.к. это более загрязненный теплоноситель.

Определим физико-химические характеристики горячего теплоносителя (бензин) при средней температуре t_2 = (145 + 35)/2 = 105 ˚С.

Для определения характеристик нефтепродукта необходимо относительную плотность p_4^{20} пересчитать в p_{15}^{15}. Необходимую для практических целей точность дает следующая формула [9]:

$$p_{15}^{15} = p_4^{20} + 5\gamma \qquad (8.1.1)$$

где γ – средняя температурная поправка относительной плотности на 1 К.

Значение γ для нефтей и жидких нефтепродуктов можно вычислить по эмпирической формуле М. Кусакова [9]:

$$\gamma = 0{,}001838 - 0{,}00132 \cdot p_4^{20} \qquad (8.1.2)$$

Тогда для бензина

$p_{15}^{15} = 0{,}7 + 5 \cdot 9{,}14 \cdot 10^{-4} = 0{,}7046,$

где $\gamma = 0{,}001838 - 0{,}00132 \cdot 0{,}7 = 9{,}14 \cdot 10^{-4}$.

Плотность горячего теплоносителя при средней температуре t_2 = 105 ˚С определяем по формуле:

$$p_1 = 1000\left[p_4^{20} - \gamma(t - 20)\right] \qquad (8.1.3)$$

$$p_1 = 1000\left[0{,}7 - 9{,}14 \cdot 10^{-4}(105 - 20)\right] = 622{,}3 \ \ кг/м^3$$

Теплоемкость теплоносителя можно определить по эмпирической формуле Крега [9]:

$$c_1 = \frac{1{,}687 + 0{,}00339 \cdot t}{\sqrt{p_{15}^{15}}} \qquad (8.1.4)$$

$$c_1 = \frac{1{,}687 + 0{,}00339 \cdot 105}{\sqrt{0{,}7046}} \cdot 1000 = 2433{,}8 \ \ Дж/(кг \cdot К)$$

Теплопроводность для жидких нефтепродуктов и нефтей можно определить по формуле [9]:

$$\lambda_1 = \frac{0{,}422 - 0{,}000228 \cdot t}{p_{15}^{15}} \qquad (8.1.5)$$

$$\lambda_1 = \frac{0{,}422 - 0{,}000228 \cdot 105}{0{,}7046} \cdot \frac{1000}{3600} = 0{,}157 \ \ Вт/(м \cdot К).$$

Вязкость бензина при средней температуре равна $\mu_1 = 0{,}4 \cdot 10^{-6}$ м^2/с.

Холодный теплоноситель (вода) при средней температуре t_2=32 °С имеет следующие физико-химические характеристики: ρ_2=995 кг/м^3; λ_2=0,621 Вт/м·К; μ_2=0,000772 Па·с; c_2=4174 Дж/кг·К [4].

Для жидких нефтяных фракций зависимость удельной энтальпии (h, кДж/кг) от температуры описывается формулой Крега [9]:

$$h_1 = \frac{1{,}687 \cdot t + 0{,}0017\, t^2}{\sqrt{p_{15}^{15}}} \qquad (8.1.6)$$

Для начальной температуры $t_{1н}$=145 °С энтальпия горячего теплоносителя равна:

$$h_{1н} = \frac{1{,}687 \cdot 145 + 0{,}0017 \cdot 145^2}{\sqrt{0{,}7046}} = 333{,}996 \;\; кДж/кг.$$

Для конечной температуры:

$$h_{1к} = \frac{1{,}687 \cdot 65 + 0{,}0017 \cdot 65^2}{\sqrt{0{,}7046}} = 139{,}191 \;\; кДж/кг.$$

Тепловая нагрузка аппарата:

$$Q = 0{,}95 \cdot G_1 \cdot (h_{1н} - h_{1к}) \qquad (8.1.7)$$

$$Q = 0{,}95 \cdot 439{,}132 \cdot (333{,}996 - 139{,}191) = 10022{,}724 \;\; кВт.$$

Расход охлаждающей воды:

$$G_2 = \frac{Q}{c_2 \cdot (t_{2к} - t_{2н})} \qquad (8.1.8)$$

$$G_2 = \frac{81267{,}753}{4174 \cdot (44 - 20)} = 100{,}05 \;\; кг/с.$$

Определяем среднелогарифмическую разность температур.

$$\Delta t_{ср} = \frac{\left[(t_{1к} - t_{2н}) - (t_{1н} - t_{2к})\right]}{\ln\left[\frac{(t_{1к} - t_{2н})}{(t_{1н} - t_{2к})}\right]} \qquad (8.1.9)$$

$$\Delta t_{ср} = \frac{\left[(65 - 20) - (145 - 44)\right]}{\ln\left[\frac{(65 - 20)}{(145 - 44)}\right]} = 69{,}3\,^\circ C$$

Определим объемные расходы дистиллята и воды:

$$V_1 = \frac{G_1}{p_1} = \frac{439{,}132}{622{,}3} = 0{,}087 \;\; м^2/с, \qquad (8.1.10)$$

$$V_2 = \frac{G_2}{p_2} = \frac{811{,}25}{995} = 0{,}101 \;\; м^2/с, \qquad (8.1.11)$$

8.2 Расчет ориентировочной поверхности теплообмена

Примем ориентировочное значение коэффициента теплопередачи $K_{ор}$=300 Вт/м^2·К [13]. Тогда ориентировочное значение требуемой поверхности теплообмена составит:

$$F_{ор} = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{ср}} \qquad (8.2.1)$$

$$F_{ор} = \frac{10022{,}724 \cdot 1000}{300 \cdot 69{,}3} = 482{,}319 \;\; м^2$$

Охлаждающая холодная вода более грязный теплоноситель, поэтому в трубное пространство направляем холодный теплоноситель.

Для обеспечения турбулентного течения оборотной воды при Re> 10000 скорость в трубах должна быть больше, чем:

$$\omega_1 = \frac{\Re \cdot \mu_2}{d \cdot \rho_2} = \frac{10000 \cdot 0{,}000772}{0{,}021 \cdot 995} = 0{,}369 \;\; м/с. \qquad (8.2.2)$$

Число труб 25х2 мм, обеспечивающих объемный расход оборотной воды при Re=10000:

$$n_{op} = \frac{V_2}{0{,}785 \cdot d^2 \cdot \omega_1} = \frac{0{,}101}{0{,}785 \cdot 0{,}021^2 \cdot 0{,}369} = 787 \ \ шт. \qquad (8.2.3)$$

Условию n <2520 и F <3910,8 удовлетворяет теплообменник: двухходовой, диаметром $d_{труб}$=25×2 мм, $D_{кожуха}$=1400 мм, с числом труб на один ход трубного пространства n=752, число ходов=2 (общее число труб 1504), F =329-740 м^2 [6].

Для этого теплообменника проведем уточненный расчет поверхности теплообмена.

Холодный теплоноситель (оборотная вода), как более грязный теплоноситель, подаем в трубное пространство, а кубовый остаток – в межтрубное.

Производим уточненный расчет поверхности теплопередачи.

Трубное пространство.

Рассчитаем скорость и критерии Рейнольдса для оборотной воды:

$$\omega_2 = \frac{V_2}{S_2} = \frac{0{,}101}{0{,}260} = 0{,}388 \ \ м/с \qquad (8.2.4)$$

где ω_2 – скорость потока воды в трубном пространстве, м/с;

S_2=0,260м^2 [6] – площадь сечения одного хода по трубам;

$$\mathrm{Re}_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2 \cdot p_2}{\mu_2} = \frac{0{,}388 \cdot 0{,}021 \cdot 995}{0{,}000772} = 10502 \qquad (8.2.5)$$

где Re – критерий Рейнольдса, характеризует режим движения при вынужденной конвекции, являясь отношением сил инерции и сил вязкости (внутреннего трения); d_2 – внутренний диаметр труб.

Критерий Прандтля для воды:

$$Pr_2 = c_2 \cdot \frac{\mu_2}{\lambda_2} = \frac{4174 \cdot 0{,}000772}{0{,}621} = 5{,}19 \qquad (8.2.6)$$

Для турбулентного режима (Re>10000) необходимо использовать следующую формулу для нахождения критерия Нуссельта:

$$Nu = 0{,}021 \cdot \mathrm{Re}^{0{,}8} \cdot Pr^{0{,}43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{st}}\right)^{0{,}25} \qquad (8.2.7)$$

Отношение $(Pr/Pr_{ст})^{0,25}$ ориентировочно можно принять равной 1,0.

Тогда

$$Nu_2 = 0{,}021 \cdot 84842^{0{,}8} \cdot 5{,}19^{0{,}4} \cdot 1 = 66{,}881$$

Определим коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к воде по формуле:

$$\alpha_2 = Nu_2 \frac{\lambda_2}{d_2} = 66{,}881 \cdot \frac{0{,}621}{0{,}021} = 1977{,}77 \ \frac{Вт}{м^2 * К} \qquad (8.2.8)$$

Межтрубное пространство.

Рассчитаем скорость и критерии Рейнольдса для горячего теплоносителя:

$$\omega_1 = \frac{V_1}{S_{м.тр}} = \frac{0{,}087}{0{,}230} = 0{,}378 \ \ м/с \qquad (8.2.9)$$

где $S_{м.тр}$=0,230 м^2 [6] – площадь сечения межтрубного пространства.

$$\mathrm{Re}_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1} = \frac{0{,}378 \cdot 0{,}025}{0{,}4 \cdot 10^{-6}} = 23649 \qquad (8.2.10)$$

$$\mathrm{Re}_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1} = \frac{0{,}378 \cdot 0{,}025}{0{,}4 \cdot 10^{-6}} = 23649 \quad (8.2.11)$$

Критерий Прандтля равен:

$$Pr_1 = \frac{c_1 \cdot \nu_1 \cdot p_1}{\lambda_1} = \frac{2433{,}8 \cdot 0{,}4 \cdot 10^{-6} \cdot 622}{0{,}157} = 3{,}8 \quad (8.2.12)$$

$$Nu_1 = 0.24 \cdot \mathrm{Re}_1^{0.6} \cdot Pr_1^{0.36} \cdot \left(\frac{Pr_1}{Pr_{st1}} \right)^{0.25} \quad (8.2.13)$$

$$Nu_1 = 0{,}24 \cdot 23649^{0{,}6} \cdot 3{,}8^{0{,}36} \cdot 1 = 164$$

Определим коэффициент теплоотдачи от горячего теплоносителя к стенке трубы по формуле:

$$\alpha_1 = Nu_1 \frac{\lambda_1}{d_1} = 164 \cdot \frac{0{,}157}{0{,}025} = 1031{,}462 \frac{Bm}{м^2 * K} \quad (8.2.14)$$

Теперь определим коэффициент теплопередачи по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda_м} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad (8.2.15)$$

где δ– толщина стенки трубы;

$\lambda_м$ – коэффициент теплопроводности материала трубы.

Коэффициент теплопроводности для стали $\lambda_м$=46,5 Вт/(м·К) [13].

Тогда, коэффициент теплопередачи равен

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + r_1 + \frac{\delta}{\lambda_м} + r_2 + \frac{1}{\alpha_2}} \quad (8.2.16)$$

$$K = \frac{1}{\frac{1}{1031{,}462} + 0{,}0005 + \frac{0{,}002}{46{,}5} + 0{,}001 + \frac{1}{1977{,}77}} = 331{,}3 \ \ Bm/(м2 \cdot K)$$

Поверхностная плотность теплового потока составит:

$$q = K \cdot \Delta t_{ср} = 331{,}3 \cdot 69{,}3 = 22950 \ \ Bm/м^2 \quad (8.2.17)$$

Тогда расчетная площадь поверхности теплопередачи составит:

$$F = \frac{Q}{q} = \frac{10022{,}724 * 1000}{22950} = 436{,}7 \ \ м^2 \quad (8.2.18)$$

По ТУ 3612-023-00220302-01 выбираем кожухотрубчатый теплообменник с плавающей головкой с поверхностью теплообмена F=329 м^2

Для поддержания необходимой площади теплообмена используем два теплообменника включенных последовательно.

При этом запас составляет: $\frac{658 - 436{,}7}{658} \cdot 100\% = 33{,}7\%$

Запас достаточен.

8.3 Гидравлический расчет кожухотрубчатого теплообменника.

Определим скорость жидкости в трубах.

$$w_{тр} = \frac{4 \cdot G_2 \cdot z}{\pi \cdot d^2 \cdot n \cdot \rho_2} \qquad (8.3.1)$$

Тогда:

$$w_{тр} = \frac{4 * 100{,}051 * 2}{3.14 * 0.021^2 * 1504 * 995} = 0{,}581 \ \ м/с$$

Определим коэффициент трения:

$$\lambda = 0{,}25 * \left\{ \log \left[\frac{e}{3{,}7} + \left(\frac{6{,}81}{\mathrm{Re}_{тр}} \right)^{0{,}9} \right] \right\}^{-2} \qquad (8.3.2)$$

где e = Δ/d – относительная шероховатость труб; Δ - высота выступов шероховатостей, равная 0,2 мм [6].

Тогда:

$$\lambda = 0{,}25 * \left\{ \log \left[\frac{0{,}2 * 10^{-3}}{0{,}021 * 3{,}7} + \left(\frac{6{,}81}{84842} \right)^{0{,}9} \right] \right\}^{-2} = 0{,}038$$

Диаметр штуцеров на входе в распределительную камеру и выходе из нее равны $d_{трш}$ = 350 мм [13];

Определение скорости воды штуцерах входа и выхода из распределительной камеры:

$$w_{трш} = \frac{4 \cdot G_2}{\pi \cdot d_{трш}^2 * \rho_2} \qquad (8.3.3)$$

$$w_{трш} = \frac{4 * 100{,}051}{3{,}14 * 0{,}35^2 * 995} = 1{,}045 \ \ м/с$$

Определение гидравлического сопротивления трубного пространства:

$$\Delta p_{тр} = \lambda \cdot \frac{L \cdot z}{d} \cdot \frac{w_{тр}^2 \cdot \rho_{тр}}{2} + \left[2{,}5 \cdot (z - 1) + 2 \cdot z \right] \cdot \frac{\rho_{тр} \cdot w_{тр}^2}{2} + 3 \cdot \frac{\rho_{тр} \cdot w_{тр.ш}^2}{2} \qquad (8.3.4)$$

Тогда:

$$\Delta p_{тр} = 0{,}038 \cdot \frac{9 \cdot 4}{0.021} \cdot \frac{0{,}581^2 \cdot 995}{2} + \left(2{,}5 \cdot (2 - 1) + 2 \cdot 2 \right) \cdot \frac{995 \cdot 0{,}581}{2} + 3 \cdot \frac{995 \cdot 1{,}045^2}{2} = 8222{,}045 \ \ Па$$

Определим скорости потока в штуцерах на входе и выходе из кожуха.

Диаметра штуцеров к кожуху $d_{мтр.\,ш}$ = 0,35 м, тогда скорость потока в штуцерах составляет:

$$w_{мтрш} = \frac{4 \cdot G_1}{\pi \cdot d_{трш}^2 * \rho_2} \qquad (8.3.5)$$

$$w_{мтрш} = \frac{4 \cdot 54{,}158}{3{,}14 * 0{,}35^2 * 622{,}3} = 0{,}905 \frac{м}{с};$$

Число рядов труб, омываемых потоком в межтрубном пространстве, определяется по формуле:

$$m = \sqrt{\frac{n}{3}} \qquad (8.3.6)$$

$$m \approx \sqrt{\frac{1504}{3}} = 22{,}39;$$

округляя в большую сторону, получим m = 23.

Определение скорости жидкости в наиболее узком сечении межтрубного пространства:

$$w_{мтр} = \frac{54,158}{0,174 \cdot 622,3} = 0,5 \frac{м}{с}; \quad (8.3.7)$$

$$w_{мтр} = \frac{54,158}{0,174 \cdot 622,3} = 0,5 \frac{м}{с};$$

где S_{mt} – площадь самого узкого сечения в межтрубном пространстве, 0,174м^2;

5.7 Определение сопротивления межтрубного пространства

Зная, что m = 23, что соответствует значению, указанному в ГОСТ 13202-77 для данного теплообменника. Число сегментных перегородок составляет χ = 8.

Коэффициенты местных сопротивлений потоку, движущемуся в межтрубном пространстве:

$\xi_{тр1}$=1.5 – вход и выход жидкости;

$\xi_{тр2}$=1.5 – поворот через сегментную перегородку;

$\xi_{тр3}$=3m/$Re^{0.2}_{мтр}$ – сопротивление пучка труб [7];

$$Re_2 = \frac{0,02 * G_1}{S_{мтр} * \mu_1} \quad (8.3.8)$$

$$Re_2 = \frac{0,02 * 439,132}{0,174 * 0,4 \cdot 10^{-6}} = 12618,713$$

$$\Delta p_{мтр} = \left[\frac{3 \cdot m \cdot (\chi + 1)}{Re^{0.2}_{мтр}}\right] \cdot \rho_{мтр} \cdot \frac{w^2_{мтр}}{2} + 1,5 * 18 * \rho_{мтр} \cdot \frac{w^2_{мтр}}{2} + 3 \cdot \rho_{мтр} \cdot \frac{w^2_{м.штр}}{2} \quad (8.3.9)$$

$$\Delta p_{мтр} = \left[\frac{3 \cdot 23 \cdot (18 + 1)}{12618,713^{0,2}}\right] \cdot 622 \cdot \frac{0,5^2}{2} + 1,5 * 18 * 622 \cdot \frac{0,5^2}{2} + 3 \cdot 622 \cdot \frac{0,905^2}{2} = 4204,318\ Па$$

8.4 Механический расчет теплообменника

Расчет диаметров штуцеров

Диаметры штуцеров теплообменника определяются на основании уравнения неразрывности потока:

$$V = \frac{G}{\rho_1} = S \cdot \omega; \quad (8.4.1)$$

где G – массовый расход, кг/с;

V – Объемный расход, м^3/с;

ρ – Плотность, кг/м^3;

S – Площадь сечения, м^2;

ω – Линейная скорость потока,

Расчет диаметра штуцеров распределительной камеры определяется по формуле (8.4.2):

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{G_1}{\rho_1}}{\pi \cdot w_{тр ш}}} \quad (8.4.2)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{54,158}{622,3}}{\pi \cdot 1,045}} = 0,326\ м;$$

Принимаем диаметр штуцеров ввода и вывода смеси 350 мм, по ГОСТ 9930 – 72.

Расчет диаметра штуцеров к кожуху определяется по формуле (8.4.3):

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{G_2}{\rho_2}}{\pi \cdot w_{мтрш}}} \qquad (8.4.3)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{100{,}051}{995}}{\pi \cdot 0{,}905}} = 0{,}376 \ \ м;$$

Принимаем диаметр штуцеров ввода и вывода смеси 350 мм, по ГОСТ 9930 – 72.

9 Безопасность жизнедеятельности

9.1 Общая характеристика опасных и вредных факторов производства

В этом разделе мы рассмотрим перечень физических, химических, биологических и психофизических факторов, опасных для здоровья и жизни человека в соответствии. Их общая характеристика представлена в таблице 9.1.1

Таблица 9.1.1– Характеристика опасных и вредных факторов производства

Опасные и вредные производственные факторы	Источники, места и причины возникновения опасных и вредных факторов	Основные средства защиты от вредных и опасных факторов
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с изменением микроклиматических параметров воздушной среды	Рабочее место	Использование систем местного кондиционирования
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей (вибрация)	Компрессоры, насосы	Применение виброизолирующие, виброгасящих и вибропоглощающих устройств
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде	Компрессоры, насосы	Звукоизоляция оборудования с помощью глушителей, кожухов и ограждающих конструкций
Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм	Протечки в трубных соединениях	Средства индивидуальной защиты (СИЗ): противогаз типа КД
Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм работающего (высотные работы)	Лестницы, крыши, строительные леса	Предохранительные пояса и страховочные канаты
Технологические параметры процесса	Высокие температура оборудования	Защитное экранирование источника или рабочего места

Согласно документу Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» факторы рабочей среды принято делить на вредные и опасные. Вредный фактор – фактор, приводящий к заболеванию или снижению трудоспособности работника. Опасный фактор–это фактор воздействие которого на робеющего в определенных условиях приводит к травме или другому резкому ухудшению здоровья.

К основным опасным факторам на установке ГК-3 относятся:

- Высокой взрыво - и пожароопасностью нефти и нефтепродуктов.
- Отравляющими (токсичными) свойствами нефтяных паров и газов, а также паров реагентов.
- Наличием в нефтепродуктах сернистых соединений, которые могут разлагаться с выделением сероводорода.
- Вредным действием нефтепродуктов и реагентов на кожу человека.
- Наличием электрического тока высокого напряжения.
- Наличием азота газообразного.
- Наличием водяного пара высоких параметров.
- Наличием аппаратов, работающих под высоким давлением и при высоких температурах.
- Наличием установок с открытым огнем (технологические печи).
- Наличием движущихся и вращающихся частей машин, электрооборудования и грузоподъемных механизмов.
- Наличием аппаратов и трубопроводов, находящихся на большой высоте от земли (наибольшая отметка 68 м).
- Разгерметизацией аппаратов, трубопроводов с высокой температурой и высоким давлением с возникновением загазованности, взрыва, пожара;
- Наличием щелочи, реагентов НАЛКО, Клариант;
- Наличием дефектных, перегруженных и оголённых проводов, розеток, вилок;
- Низкая температура поверхностей;
- Статическое электричество;
- Перепад высот положительный (высота);
- Перепад высот отрицательный (глубина);
- Движущийся автотранспорт;
- Низкая температура;
- Неблагоприятные метеоусловия (повышенная влажность, сильный ветер, молния, дождь, снег);
- Ровные, скользкие и неровные поверхности;
- Повышенная запылённость (при чистке технологического оборудования, при перегрузке катализатора);
- Неудобное (высоко, низко, и др.) расположение предметов и оборудования, неудобные позы работы);
- Шум внешний (насосная, компрессорная, печи, аппаратный двор);
- Электромагнитные волны от искусственных источников;
- Применение ручного инструмента;

- Бродячие животные;
- Насекомые (клещи);
- Неправомерные действия других лиц;
- Неконтролируемый огонь, взрыв;

9.2 Производственная санитария

Производственная санитария– это совокупность мероприятий и средств, предпринимаемых для предотвращения или минимизации действия производственных факторов на человека.

Главной целью производственной санитарии являются профилактика профессиональных заболеваний, улучшение общего состояния здоровья работников.

К основным мероприятиям промышленной санитарии, выполняемые в процессе строительства, эксплуатации промышленных предприятий, относятся:

1) рациональная планировка производственных помещений относительно к технологическому процессу;

2) соответствие размеров площадей и объемов рабочих помещений;

3) целесообразная организация рабочего места;

4) требуемое для рабочего места естественное и искусственное освещение; отопление и вентиляция; водоснабжение и канализация;

5) очистка производственных выбросов в атмосферу и сточных вод в водоемы;

6) обеспечение работающих санитарно-бытовыми помещениями.

Ответственность за соблюдение санитарных и гигиенических норм возлагается на административное руководство предприятия, в свою очередь контроль за их выполнение проводят санитарно-эпидемиологические службы.

9.2.1 Микроклиматические условия труда

Микроклимат – комплекс физических факторов, оказывающих влияние на теплообмен организма с окружающей средой и его тепловое самочувствие.

состояние воздушной среды в закрытых помещениях, характеризующийся температурой, подвижностью и относительной влажностью воздуха, определённым лучистым теплообменом и барометрическим давлением.

Производственный микроклимат – воздушная среда производственного помещения, характеризующаяся относительной влажностью воздуха, скоростью движения воздуха, а также температурой поверхностей, ограждающих конструкций, технологического оборудования и интенсивностью теплового облучения, ультрафиолетового облучения

Работы оператора в операторной можно отнести к Iа категории тяжести. Работы не требуют затраты более 172 Дж/с и выполняются стоя или сидя; в производственных помещениях – работа средней тяжести (категории IIб) связана с ходьбой и перемещением тяжести до 10 кг, энергозатраты не более 232-293 Дж/с.

Стандартизация показателей микроклимата в производственных помещениях определяется по таким нормативным документам, как ГОСТ 12.1.005-ССБТ

«Воздух рабочей зоны», а также СанПин 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Таблица 9.2.1.1– Оптимальные нормы микроклимата для производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iа	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIб	17-19	16-20		0,2
Теплый	Iа	23-25	22-26	60-40	0,1
	IIб	19-21	18-22		0,2

Так же не маловажным фактором для нормального микроклимата помещений является отопление. Оно обеспечивает для поддержания нормируемой температуры воздуха в производственных помещениях в холодное время года. Кроме того, оно позволяет регулировать влажность воздуха. Для этого существуют различные системы отопления.

В холодный и переходный период года отапливаются все здания и сооружения, в которых время пребывания людей превышает 2 ч, а также сооружения, в которых поддержание температуры необходимо по технологическим условиям. Это требование не распространяется на помещения, где работа по условиям труда приравнивается к работе вне зданий или постоянное пребывание людей необязательно (например, склады, кладовые и т.п.).

В нерабочее время в отапливаемых помещениях зданий и сооружений различного назначения в холодный и переходный периоды года должна поддерживаться температура 5 ºС, если это необходимо и допустимо по условиям производства. В данном случае мощность системы отопления должна быть достаточной для восстановления нормального температурного режима в помещениях к началу рабочего времени.

В холодный период года в производственных помещениях отапливаемых зданий, в нерабочее время следует принимать температуру не ниже 5 °С, обеспечивая восстановление нормируемой температуры к началу использования помещения или к началу работы.

9.2.2 Вентиляция производственных помещений

Следующим важным фактором производственной санитарии является вентиляция производственных помещений. Так ,как промышленный процесс подразумевает выделение вредных веществ(газы, пыль, влага) в рабочую среду ,которые пагубно влияют на здоровье работников, то именно вентиляционные системы позволяют создать комфортные условия труда и нормализовать воздушную среду помещений.

По способу побуждения воздуха вентиляция разделяется на естественную и механическую (искусственную). Возможна смешанная вентиляция, т.е. сочетание вентиляции естественной и механической. Естественная вентиляция осу-

ществляется за счёт движения воздуха в помещении, возникающее из-за разности температур наружного и внутреннего воздуха и действия ветра. То есть воздух может поступать в помещение через оконные проемы и неплотности

Механическая вентиляция осуществляет движение воздуха за счёт работы вентиляторов или эжекторов. Она используется если естественная вентиляция не способна поддерживать комфортные условия.

По функциональному признаку вентиляцию делят на:

- приточную, осуществляющую подачу чистого воздуха в помещение;
- вытяжную, предназначенную для удаления загрязненного воздуха;
- приточно–вытяжную.

По форме организации воздухообмена выделяют вентиляцию общеобменную (с рассеянной или сосредоточенной подачей или удалением воздуха из всего объема помещения), местную и зональную.

В производственных помещениях наиболее распространенная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция, при этом воздух подается приточной системой, а удаляется вытяжной.

На установке ГК-3 для обеспечения нормальных санитарных условий труда во всех производственных помещениях предусмотрена соответствующая вентиляция.

Вентиляционные камеры, циклоны, фильтры, воздуховоды очищаются от горючих отходов производства в сроки, определенные приказом по заводу. Для взрывопожароопасных и пожароопасных помещений установлен порядок очистки вентиляционных систем безопасным способом.

9.2.3 Вредные вещества

Основными причинами поступления вредных веществ в атмосферу рабочей среды могут служить следующие факторы:

— разгерметизация трубопровода, содержащего нефтепродукты;
— разгерметизация трубопровода в газовой компрессорной;
— выход из строя промканализации с выходом нефтепродукта на площадку или в помещение насосных;
— прогар змеевика печи.

Методы и средства контроля за содержанием токсичных веществ в воздухе рабочей зоны:

— во всех помещениях насосных и на территории наружной установки установлены специальные датчики довзрывоопасной концентрации паров углеводородов с выводом на АРМ операторов;
— для безопасной эксплуатации центробежных насосов предусмотрена сигнализация отклонения от норм технологического режима;
— на установке электрооборудование выполнено во взрывобезопасном исполнении для соответствующих категорий и групп взрывоопасных смесей;
— в соответствии с нормами и в зависимости от характеристики помещений и наружных установок выполнено рабочее и аварийное освещение;
— в соответствии с требованиями правил промышленной безопасности выполнена изоляция всех горячих частей оборудования;

— для обеспечения нормальных санитарных условий труда во всех производственных помещениях предусмотрена соответствующая вентиляция [5].

По степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности:

I – вещества чрезвычайно опасные;

II – вещества высокоопасные;

III – вещества умеренно опасные;

IV – вещества малоопасные.

Вредные вещества могут проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварительную систему, а также через кожу и слизистые оболочки.

Класс опасности вредных веществ устанавливается в зависимости от ПДК

Таблица 9.2.3.1 – Классификация вредных веществ

Вредные вещества	Класс опасности	ПДК рабочей зоны	Действие на организм человека
1	2	3	4
Нефть обессоленная	3	10	Оказывает наркотическое действие, при остром отравлении-возбуждение, чувство опьянения, веселость, головокружение, неустойчивая походка, учащенное сердцебиение, общая слабость, тошнота, обморок. При длительном воздействии возможно хроническое отравление, вызывающее поражение центральной нервной системы. При попадании на кожу вызывает кожные заболевания.
Газ предельный: метан - 0,1-8 %об. этан - 0,3-8 %об. пропан -10-50 %об.	4	300	
Бензины: 1.бензин прямогонный 2.фр. НК-115°С 3.сырьё для каталитического риформинга (фр.62-105°С) 4.сырье для каталитического риформинга (фр.105-115°С) 5.фр.115-140°С	4	300/100	
Гудрон	4	300/100	
Компонент мазута	4	300/100	
Топливо ДЛ дизельное ДЗ	4	300/100	

9.2.4 Шум и вибрация

На установке ГК-3 источниками шума и вибрации являются насосы, компрессоры, печи и в целом колебания деталей аппаратов. Эти факторы могут вызывать у работников дискомфорт и приводить к нарушению функционирования органов слуха и других систем организма.

Шумы делят на:

— Аэродинамические шумы, возникающие вследствие процессов в газах (истечение сжатого воздуха или газа из отверстий; горение жидкого или распыленного топлива в форсунках и др.). являются составляющей шума вентиляторов,компрессоров, газовых турбин, насосов, двигателей внутреннего сгорания.

— Гидродинамические шумы возникают в основном движениях жидкостей с большими скоростями.

— Электромагнитные шумы возникают из-за колебаний электрических устройств под влиянием переменных магнитных полей.

Нормируемые параметры шума и их допустимые значения установлены в ГОСТ 12.1.003 – 83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности и Санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

Для снижения влияния шума на работников, следует использовать средства коллективной и индивидуальной защиты; при разработке технологического процесса выбирать механизм и машины с минимальными динамическими нагрузками; обеспечить сотрудников противошумными наушниками и касками.

На установке ГК-3 проводится проверка уровня шума и вибрации по месту и с помощью системы КОМПАКС. Оператор не должен допускать превышение уровня вибрации. Если вибрация превышает допустимый уровень, то оператору необходимо остановить насос, устранить причину повышения вибрации.

9.2.5 Освещение производственных помещений

Освещение рабочего места – важный фактор нормальных условий труда. Недостаточное освещение рабочего места усложняет монотонную работу, приводит в напряжение зрительную систему, что может вызвать хронические заболевания, например близорукость. Так же недостаток освещения в целом приводит к утомлению всего организма и нарушению психоэмоционального состояния.

К количественным показателям производственного освещения обычно относят: лучистый поток, световой поток, сила света, яркость, освещенность.

Световой поток F (люмен, лм) –поток излучения, который воспринимается человеческим глазом как свет, показывает мощность светового излучения.

Сила света J (канделла, кд) –плотность светового потока, определяемая как отношение светового потока к телесному.

Освещенность E (люкс, лк) – поверхностная плотность светового потока, определяется отношением светового потока к площади освещаемой поверхности.

Яркость поверхности L (кд/м$^{-2}$)- отношение силы света излучаемого элемента поверхности под углом к проекции этого элемента на плоскость, перпендикулярную лучу зрения.

Нормы освещения производственных помещений указаны СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. Согласно которому при выполнении зрительных работ с 1-5 разряда, например на данной установке –наблюдению за технологическим процессом, то должна быть использована система комбинированного освещения.

Согласно карте аттестации рабочего места КЕО(коэффициент естественной освещенности) ≥ 0,5%, освещенность рабочего места 200-300 лк.

В производственных помещениях (операторная, насосные и складские помещения) на установке ГК-3 используют следующее освещение:

Искусственное– используется в помещениях, в которых недостаточный уровень естественного освещения. Оно обеспечивается местным и комбинированным освещениями. В свою очередь, местное подразделяют на: локализованное, зависящее от расположения рабочих мест; равномерное– не имеет привязки к рабочему месту.

При выполнении работ особой точности используют комбинированное освещение. Оно включает в себя местное и общее. Местное освещение применяется только для освещения рабочих поверхностей.

9.3 Техника безопасности

Техника безопасности (ТБ) – совокупность правил и мероприятий, обеспечивающие безопасные условия труда и направленны на сохранение здоровья работников.

Каждый работник должен проходить инструктаж по технике безопасности на предприятие:

- вводный– проводиться при приеме на работу;
- первичный–при назначении на должность до начала работы, непосредственно на рабочем месте;
- повторный– с периодичностью раз в три месяца.

К работе оператором установки ГК-3 допускаются лица, имеющие квалификационное удостоверение оператора соответствующего разряда. Прибыв в цех, оператор проходит первичный инструктаж по цеху, затем первичный инструктаж на рабочем месте, после чего ему назначают стажировку на рабочем месте. По окончании стажировки оператору проводится проверка знаний по безопасности труда в цеховой комиссии. Допуск к самостоятельной работе оформляется распоряжением по цеху и делается запись в личную карточку инструктажа, обучения и проверки знаний требований охраны труда и правил безопасности и выдается удостоверение. Периодическая проверка знаний по безопасности труда проводится ежегодно.

9.3.1 Электробезопасность

На современных производствах источником повышенной опасности является оборудование и аппараты, работающие от электрической сети. Большинство травм, полученных на производстве связаны с работой на установках под напряжением. Поэтому при работе с ними необходимо соблюдать требования электробезопасности.

Проходя через организм человека электрический ток может вызывать раздражение и возбуждение внутренних органов, что может привести к остановке дыхания и нарушению центральной нервной системы; к изменению состава крови; а также к ожогам кожных покровов. В ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ «Электробезопасность. Общие требования» приведены допустимые напряжения, протекающие через тело человека при нормальном режиме работы электроустановки.

Требования электробезопасности представлены в ряде нормативных документов, основными из которых являются:

Правила устройства электроустановок (ПУЭ);

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), утвержденные приказом Минэнерго России от 13.01.2003 N 6;

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 N 328н;

Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках, утвержденная приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 N 261 и др.

Согласно этим документам основными способами электрозащиты являются:

1) изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль;

2) использование заземлений или занулений корпусов электрооборудования;

3) использование автоматических защитных отключений;

4) применением пониженных напряжений;

4) использование разделения цепей;

6) блокировка, предупредительная сигнализация;

7)использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;

8) применением оградительных средств и приспособлений;

9) средства индивидуальной электрозащиты.;

10) проведением ряда организационных мероприятий (специальное

обучение, аттестация и переаттестация лиц электротехнического персонала, инструктажи и т.д.).

Исходя из этого на установке используются электроприёмники особой группы 1-ой категории надежности; предоставляются средства индивидуальной защиты: галоши диэлектрические, перчатки диэлектрические и др.

Защитное заземление – это специальное электрическое соединение с землей частей электрического и технологического оборудования, которые могут оказаться под напряжением. Заземление является самым распространённым и эффективным методом защиты человека от воздействия электрического тока. Обеспечивается это снижением напряжения между оборудованием, оказавшимся под напряжением, и землей до безопасной величины.

Конструктивными элементами защитного заземления являются заземлители – металлические проводники, находящиеся в земле, и заземляющие проводники, соединяющие заземляемое оборудование с заземлителем.

Заземлители бывают естественные и искусственные.

В качестве естественных могут использоваться металлические водопроводы и трубопроводы, расположенные под землей, за исключением проводящих взрывоопасные жидкости; металлические конструкции, соединенные с землей. Искусственные используются только для целей заземления, изготавливаемые из стальных труб, уголков, прутков или полосовой ткани.

Занулением называют соединение металлических частей электрооборудования с нулевым защитным проводом. Зануление служит мерой защиты от случайного попадания под напряжение.

Защитное зануление рассчитано на случай короткого замыкания. Распределение нагрузки на предприятии осуществляется равномерно, нулевой провод исполняет функции защиты. Ноль соединяется с корпусом электродвигателя. Когда происходит короткое замыкание, то возникает напряжение на корпусе электродвигателя.

9.3.2 Обеспечение безопасности оборудования производственных и трудовых процессов

В целях безопасной эксплуатации контрольно-измерительная аппаратура должна соответствовать всем техническим требованиям. Автоматический контроль предельных значений технологических параметров, сигнализация, защита, управление процессом и их регулирование обеспечивают надежную и безопасную эксплуатацию установки, дают возможность исключить или своевременно предупредить перегрев или прогар аппаратов, их взрыв при избыточном давлении, утечку продукта, образование взрывоопасных концентраций в аппаратах, помещениях, разложение веществ со взрывом или образованием пожароопасных побочных продуктов и самовозгорающихся соединений.

Для защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов используют средства коллективной и индивидуальной защиты. Первые делятся на оградительные, предохранительные, блокирующие сигнализирующие, системы дистанционного управления машинами и оборудованием, а также специальные.

В качестве СИЗ на установке

должны применяться костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на основе полиарамидных волокон или из смесовых тканей для защиты от нефти и нефтепродуктов, плащ влагозащитный, футболка или бельё нательное, головной убор, ботинки или сапоги кожаные с жестким подноском, сапоги резиновые с жестким подноском, перчатки с полимерным покрытием, перчатки резиновые или из полимерных материалов, каска защитная, подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем), наушники проти-вошумные, очки защитные открытые, пояс предохранительный, респиратор, полумаска или маска с противогазовыми фильтрами.

9.3.3 Пожарная безопасность

Пожар на производстве является быстро распространяющимся и неконтролируемым фактором. Это очень опасное явление для жизни и здоровья человека, и для самого предприятия, в ряде случаев это приводит к нанесению непо-

правимого материального ущерба и человеческим жертвам. Основными причинами возникновения возгорания является: нарушение регламентируемых правил техники безопасности, не правильная эксплуатация огнеопасного оборудования, отсутствие средств пожаротушения.

В соответствии с ГОСТ 12.1.044- 84 «Пожарная безопасность» и ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность. Общие требования» вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10^{-6}. Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигание.

Таким образом пожарная безопасность – это совокупность мероприятий, направленных на исключение возможности возникновения пожара и взрыва.

Взрыв – чрезвычайно быстрое превращение, сопровождающееся выделением энергии с образованием сжатых газов.

Процессу горения сопутствуют процессы:

- Вспышка – быстрое кратковременное сгорание паров или газов при поднесении к горючему веществу пламени горючего тела.
- Возгорание – возникновение горения под воздействием источника зажигания
- Воспламенение – возгорание, сопровождающееся появлением пламени.
- Самовозгорание – явление резкого увеличения скорости экзотермических реакций, приводящее к возникновению горения вещества при отсутствии источника зажигания.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания - на категории А, Б, В, Г и Д. В соответствии с НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожароопасной и пожарной опасности установка ГК-3 относится к категории А.

Для обеспечения пожарной безопасности на установке необходимо:

- не допускать отклонений от норм технологического режима;
- не допускать нарушения требований инструкций по эксплуатации оборудования;
- при производстве огневых работ на установке, аппараты освободить от продукта, пропарить, продуть инертным газом, проветрить, отобрать анализ воздушной среды на горючие и вредные газы;
- использованный обтирочный материал складировать в специальные металлические ящики с крышками и затем вывозить в безопасное в пожарном отношении место;
- в местах расположения пожарного оборудования иметь надписи, указатели, выполненные согласно требованиям ГОСТов;
- хранение смазочных материалов осуществлять на установке в специальных емкостях;
- колодцы с гидрантами содержать в чистоте, люки колодцев должны быть закрыты крышками.

- не допускать загромождения дорог, проездов, подъездов, подступов к зданиям и сооружениям, лестничным клеткам, выходам из зданий, подступов и подъездов к пожарному оборудованию, пожарным гидрантам, к средствам пожарной связи и сигнализации;
- обеспечивать комплектность и сохранность первичных средств пожаротушения.

На установке имеются 5 пожарных извещателей:

- возле будки КИП-2 (1 шт.);
- возле операторной объект 203 (3 шт.): – у входа в операторную (1 шт.), со стороны теплообменников Т-17/9,10 (1 шт.), со стороны реакторно-регенераторного блока (1 шт.);
- возле входа в операторную объект 203Б (1шт.).

Пути эвакуации персонала из помещения операторной через выход на улицу Г, из помещений компрессорной, защелачивания, продуктовой насосной – через выход на улицу Г. Из горячей насосной – через выход на улицу 4.

При эксплуатации эвакуационных путей и выходов должно быть обеспечено соблюдение проектных решений и требований нормативных документов по пожарной безопасности (в том числе по освещенности, количеству, размерам и объемно-планировочным решениям эвакуационных путей и выходов, а также по наличию на путях эвакуации знаков пожарной безопасности).

Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в сторону выхода из помещений.

Все ремонтные работы вести в соответствии со стандартом ОАО «АНХК» № 17-П03-01-06[5].

Физико-химические и пожаровзрывоопасные свойства веществ, которые используются и получаются на установке представлены в таблице 9.3.3.1.

Таблица 9.3.3.1– Физико- химические и пожаро- взрывоопасные свойства веществ

Наименование вещества	Плотность паров (газа) по воздуху, г/дм^3	Плотность для твёрдых и жидких веществ, г/см^3	Растворимость в воде, % масс.	Температура, ^{o}C	
				кипения	самовоспламенения
1	2	3	4	5	6
1. Нефть обессоленная	–	0,840	Не растворима	20	Более 500
2. Газ предельный: метан - 0,1-8 %об. этан - 0,3-8 %об. пропан -10-50 %об.	2,21	–	–	-161,58 -88,63, -42, 06	537 515 470
3.Газ топливный: H2S, до очистки не более-9%об.	0,5-1,5	–	–	–	246

4.Бензин прямогонный	–	0,77	Не растворим	35	293
5. Гудрон	–	0,910	Не растворим	500	390-397
6. Щелочь свежая разбавленная	–	1	Растворима	100	–

9.3.4 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях

Аварийная ситуация – происшествие на производстве, угрожающее жизни и здоровью большого количества людей и повлекшее за собой материальные или людские потери.

Для предотвращения нахождения объекта в условиях ЧС разрабатывают следующие мероприятия:

- анализ последствий от возможного ЧС;
- создание условий для локализации ЧС;
- применение систем и средств противоаварийной защиты;
- подготовка мероприятий, предотвращающее ЧС;
- постоянное обучение работников действиям при аварийных ситуациях и обеспечение их средствами индивидуальной защиты.

На установке ГК-3 существует ряд регламентируемых мероприятий при определенной аварийной ситуации. Основными причинами аварийных ситуации на установке являются: разгерметизацией аппаратов, трубопроводов с высокой температурой и высоким давлением; разлив нефтепродуктов; прекращение подачи электроэнергии на установку; прекращение подачи сырья на установку.

При возникновении ЧС способы защиты в следующие: эвакуация, укрытие в защитных сооружениях, использование СИЗ, которые предназначены для защиты от попадания внутрь организма и на кожу вредных веществ. Это средства защиты органов дыхания (респираторы, противогазы), специальные защитные одежда и обувь.

10 Охрана окружающей среды

На установке первичной разгонки нефти существуют такие отходы и выбросы, как дымовые газы, вентиляционные выбросы, промывные стоки, твердые отходы.

Из-за закрытой системы промышленной канализации сточные воды с производственного процесса и с места установки уходят в систему специальной канализации. Так сернисто-щелочная канализация предназначена для сбора и вывода дренажной воды из емкостей позиций Е-1, Е-2, Е-3, Е-4, Е-5, Е-65, Е-66 в заводскую систему сернисто-щелочных стоков. Вывод воды осуществляется через выходной колодец ВК-73 на улице 3 по трубопроводу ДУ-200 и соединяется с колодцем К-1 цеха 12. Также сточные воды поступают на очистные сооружения цеха № 12 через выходные канализационные колодцы: поз. К-16, поз. К-20. Подробная система канализации представлена в таблице 10.2

Определение сточные воды можно представить как-вода, которая в процессе промышленной деятельности перестает соответствовать качеству первоначального источника, изменившая первоначальный химический состав и физические свойства. Из-за этого возникает сложность ее очистки и утилизации. Данный продукт нельзя использовать без специальной обработки и очистки.

Сточные воды пагубно воздействуют на биосферу, поскольку ухудшаются их биологические и физические свойства. Они приводят к загрязнения водоемов, поскольку содержат азот, фосфор. Всё это приводит к негативным изменениям окружающей среды, гибели биологических видов.

Безусловно, все сточные воды любого нефтеперерабатывающего завода подвергаются очистке, подбор оптимальных условий производится исходя из концентрации нефтепродуктов (мг/л), находящихся в сточной воде. Концентрацию нефтепродуктов можно определить различными способами. Исходя из её определения, избираются дополнительные условия, помогающие повысить процент эффективности очистки.

Существует 3 группы методов очистки:

1. Метод на основе механической очистки, где идет изменение состава промышленных стоков. В свою очередь его делят на 2 группы:
    - механическое удаления существующих примесей. Сюда входят фильтры, решетки, сетки, центрифуги, флотации и другие аппараты.
    - способ разделения фаз. Подразумевающие такие процессы, как дегазация, отгонка, выпаривание, экстракция и так далее;
2. Метод на основе химической очистки;
3. Биологическая очистка.

В таблице 10.1 можно увидеть зависимость методов очистки сточных вод от концентрации, находящихся в ней нефтепродуктов. [16]

Таблица 10.1– Методы обезвреживания сточных вод в зависимости от концентрации нефтепродуктов

Концентрация загрязняющих в-в, мг/л	Методы очистки сточных вод, содержащих вещества:			
	Преимущественно органические с температурой кипения, °С			Преимущественно неорганические
	<120	120-150	>250	
1-500	Биологический, химический, сорбционный		химический, сорбционный	Механический, химический, сорбционный
500-5000	Химический (озонирование, хлорирование), сорбционный, жидкофазное окисление с биологической доочисткой, сжиганием в печах	Химический, сорбционный, экстракционный, жидкофазное окисление с биологической доочисткой, сжиганием в печах	Сорбционный, жидкофазное окисление с биологической доочисткой, сжигание в печах	Механический, сорбционный, выпаривание
5000-30 000	Химический, экстракционный, жидкофазное окисление с биологической доочисткой, сжигание в печах			Механический, выпаривание, сброс в море, захоронение в земле, сушка в кипящем слое
>30 000	Экстракционный, жидкофазное окисление с различными методами доочистки, сжигание в печах			То же

Одним из самых распространённым способом очистки является механическая очистка. Этот метод осуществляется в песколовках, отстойниках, гидроциклонах, центрифугах, флотаторах и фильтрах. При этом из стоков отделяются крупные примеси и взвеси, а также некоторая часть содержащихся нефтепродуктов. Для очистки воды и удаления взвешенных веществ самый распространённый метод –отстаивание.

Рассмотрим этот способ на примере горизонтального цилиндрического отстойника (см. рисунок 10.1). Аппарат представляет собой цилиндрическую емкость, основными элементами которого являются:1–корпус, 2,3 –перегородки, 4– трубопровод, подводящий загрязненную воду, 5,6,7–распределители, 8–трубопровод для отвода нефти, 9–задвижка, 10–регулятор давления, 11–регулятор уровня, 12–трубопровод для отвода очищенной воды,13– задвижка.

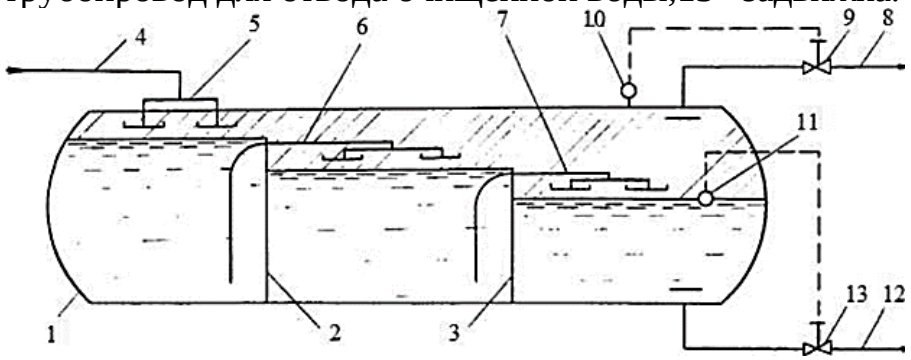


Рисунок 10.1 – Горизонтальный цилиндрических отстойник с гидрофобным слоем

Принцип работы отстойника заключается в следующем: очищаемая вода подается по патрубку в распылители, которые расположены внутри отстойника над поверхностью слоя нефти так, чтобы распыление происходило равномерно по поверхности нефти. Подаваемая вода через распылители попадает на поверхность нефти, и капельки очищаемой воды проходят через слой нефти. При этом слой нефти удерживает содержащуюся в очищаемой воде нефть. Затем вода по патрубкам переходит во второй отсек, где повторно происходит очистка. При работе установки количество нефти постоянно увеличивается за счет улавливаемой нефти.

Перегородки, расположенные поперек корпуса снизу –глухие, а сверху срезаны, это предназначено для того, чтобы поток нефти сообщался. Количество перегородок варьируется от одной и более, исходя от требуемых результатов. Для равномерного заполнения отсека водой, трубопровод и перегородки размещаем на уровень ниже предыдущего.

Проведенные исследования показали, данный аппарат увеличивает эффективность очистки, таким образом содержание нефтепродуктов снижается в 45 раз.

Существует показатель, показывающий состояние окружающей среды и сточных вод–предельно допустимая концентрация (ПДК). Это нормативное количество концентрации химических элементов и их соединений в воздухе, которая не оказывает негативное воздействие на биологическую среду и живых организмов. ПДК утверждаются в законодательном порядке и контролируются санитарно-эпидемиологическими службами. Существуют ГОСТы, в которых указаны ПДК веществ опасных для, соблюдение которых является обязательным.

Стоит отметить, что в сточных водах опасно не только само содержание нефтепродуктов, но и испарения, образующиеся от них. Например, аммиак и сероводород, наличие которых показывают анализы газов в воздухе.

Важно часто проводить анализ ПДК водоемов, расположенных рядом с НПЗ, чтобы исключить негативное воздействие на здоровье

Во избежание попадания в канализацию запрещённых веществ, таких как: зараженные вирусами или токсинами стоки, нефтепродукты, взрывоопасные, токсичные и горючие газы, органические растворители, а также нерастворимые вещества, следует предусмотреть ряд профилактических действий. Использовать фильтры, ставить очистные сооружения и аппараты, способные предотвратить или уменьшить загрязнения. Также рекомендуется определить периодичность проведения экспертиз, что поможет контролировать выбросы.

В таблице 10.3 рассмотрены газы, выбрасываемые в атмосферу с территории установки.

Таблица 10.2– Сточные воды

Установка	Наименование стоков	Виды выпуска (напорный, безнапорный)	Нагрузка $м^3/ч$	Режим выдачи (непрерывный периодический)	Состав и концентрация загрязняющих веществ, мг/дм3	Предельные нагрузки по отдельным видам загрязняющих веществ, кг/ч
1	2	3	4	5	6	7
Выпуск в систему промышленной канализации						
ГК-3	Промстоки	Безнапорная	50,0	постоянно	1 Массовая концентрация: - нефтепродуктов, $мг/дм^3$, не более-600; - сероводорода, сульфидов, гидросульфидов в пересчете на сероводород, $мг/дм^3$, не более-отс.; - летучих фенолов, $мг/дм^3$, не более-2 2 Водородный показатель-7-8 3 Нефтепродукты-отсутствие плавающих	30 0,1

Окончание таблицы 10.2

1	2	3	4	5	6	7
ГК-3	Сернистощелочные стоки	Безнапорная	4,0	постоянно	1 Массовая концентрация: - нефтепродуктов, мг/дм^3, не более-150; - сероводорода, сульфидов, гидросульфидов в пересчете на сероводород, мг/дм^3, не более-отс.; - летучих фенолов, мг/дм^3, не более-7 2 Водородный показатель-7-8	0,6 0,028
Система оборотного водоснабжения						
ГК-3	Вода оборотная Iс	Безнапорная	3800	постоянно	1 Массовая концентрация: - нефтепродуктов, мг/дм^3, не более-500 2 Нефтепродукты-отсутствие плавающих	1900
ГК-3	Вода оборотная IIс	Безнапорная	1800	постоянно	1 Массовая концентрация: - нефтепродуктов, мг/дм^3, не более-50 2 Нефтепродукты-отсутствие плавающих	90
ГК-3	Вода оборотная IIIс	Безнапорная	300	постоянно	1 Массовая концентрация: - нефтепродуктов, мг/дм^3, не более-1000 2 Нефтепродукты-отсутствие плавающих	300

Таблица 10.3 – Выбросы в атмосферу

Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам, т/г		Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м3
1	2		3	4	5
Свеча емкости поз. Е-22	углевод. пред. C_1-C_5 углевод. пред. C_6-C_{10} бензол ксилол толуол	71,492 54,715 0,347 0,126 0,221	Рассеивание в атмосфере	Периодически	ОБУВ 50,0 ОБУВ 60,0 5 50 50
Свеча емкости поз. Е-34/1	NO_2 SO_2 CO метан сажа	22,579 63,418 15,516 0,158 73,79	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,4 0,5 5 ОБУВ 50,0 0,15
Свечи емкости поз. Е-34/3	пыль катализаторная	63,072	Рассеивание в атмосфере	Периодически	0,04
Свеча емкости поз. Е-34/4	пыль катализаторная	63,072	Рассеивание в атмосфере	Периодически	0,04
Свеча емкости поз. Е-24	фенол	0,0031	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,3
Свеча емкости поз. Е-76	H_2S углевод. пред. C_{12}-C_{19}	0,00126 0,851	Рассеивание в атмосфере	Периодически	10 1

Окончание таблицы 10.3

1	2	3	4	5	1
Дымовая труба печей позиций П-1/1, 1/2, 1/3, 1/5, 1/8	NO_2 NO сажа SO_2 H_2S CO метан бенз-а-пирен мазутная зола (на V_2O_5)	555,03 90,192 19,71 1528,2 28,256 338,697 585,402 0.00001 5,266	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,4 0,2 0,15 0,5 10 5 ОБУВ 50,0 0,0007 0,002
Вентиляционные выбросы из системы местных отсосов. Местных отсосов на установке нет					

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены расчеты основного и вспомогательного оборудования комбинированной установки ГК-3 первичной переработки нефти, расположенной на нефтеперерабатывающем заводе компании «АНХК» в городе Ангарск. Также были рассмотрены требования охраны окружающей среды и безопасности труда.

Основным аппаратом была выбрана ректификационная колонна К-1 с клапанными тарелками в количестве 26 шт (высота 26,4 м с учета эллиптической крышки и днища, диаметр 4,5 м.), вспомогательным аппаратом был выбран двухходовой кожухотрубчатый теплообменник (диаметром 1,4 м и длинной в 9 м).

Также, при работе над пунктами производственной санитарии и охраны окружающей среды было установлено, что на установке условия труда соответствуют ГОСТам, а выбросы в атмосферу, производимые с установки, не превышают предельно допустимых норм.

Список использованных источников

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.

2. Баннов П. Г. Процессы переработки нефти. —М.: ЦНИИТЭнефтехим. 2001. – 415 с.

3. Капустин В.М. Технология переработки нефти. В 4-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти М.: КолосС, 2012. – 456 с.: ил. – (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений)

4. Воронцов И.И. (ред.) Ректификация в органической химической промышленности. Москва: ГОНТИ НКТП, 1938. – 348 с.

5. Технологический регламент АО «АНХК» «Первичная переработка нефти, вакуумная перегонка мазута и каталитический крекинг на комбинированной установке ГК-3 цеха 11 НПЗ» шифр: ТР 02-75-2014 (№ П1-02.02 ТР-1011 ЮЛ-100) версия 4.00, Ангарск 2019.

6. Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию. М.: ООО ИД "Альянс", 2008. 273 с.

7. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. М.: Хим. литература, 1961. 831 с.

8. Тимонин А.С. Основы конструирования и расчёта химико-технологического и природоохранного оборудования: в 3 т. Калуга.: Издательство Н.-Бочкаревой, 2002. Т. 1.846 с.

9. Эмирджанов Р.Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке / Р.Т. Эмирджанов – М.: Химия, 1995. – 256 с.

10. Павлов К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии / К.Ф. Павлов, П.Г. Романков, А.А. Носков. Л.: Химия, 1987. 576 с.

11. Ульянов Б.А. Процессы и аппараты химической технологии / Б.А. Ульянов, В.Я. Баденников, В.Г Ликучёв. Ангарск: АГТА, 2006. 743 с.

12. АТК 26-02-1-89. Тарелки клапанные прямоточные для аппаратов колонного типа. Параметры, конструкция и основные размеры.

13. . Романков П.Г. Методы расчета процессов и аппаратов химической техноло-гии (примеры и задачи): учебное пособие для студ. вузов / П.Г. Романков, В.Ф. Фролов В.Ф, О.М. Флисюк. СПб.: ХИМИЗДАТ, 2009.– 544 с.

14. ГОСТ 14246-79 Теплообменники кожухотрубчатые с плавающей головкой. основные параметры и размеры. М.: Издательство стандартов, 1979. 29 с.

15. ГОСТ Р 51273 – 99. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Определение расчетных усилий для аппаратов колонного типа от ветровых нагрузок и сейсмических воздействий.

16. Кузнецова, В. М. Современный взгляд на методы очистки сточных вод на нефтеперерабатывающих заводах и предприятиях / В. М. Кузнецова, А. В. Овсянкина. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2017. –№ 32 (166). – С. 4-9.

17. Справочник проектировщика. Внутренние санитарно-технические устройства: вентиляция и кондиционирование воздуха. / Под редакцией И. Г. Староверова. / –М.: Машиностроение.1992 – 240 с.

18. ГОСТ 12.0.003-79* ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

19. СанПин2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.:Минздрав РФ , 1997 – 20 с

20. СНиП 2.04. 05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха - М.: Стройиздат, 1992 –60

21. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования - М.: Стройиздат, 1996 г. – 40 с.

22. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России 1997 – 12с.

23. ГОСТ 12.3.2002 «Процессы производственные. Общие требования безопасности»

24. СТО ИРНИТУ 005-2015. Учебно-методическая деятельность. Оформление курсовых проектов (работ) и выпускных квалификационных работ технических специальностей.

Приложение А
Графические материалы

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
				Документация		
А				Вид общий	1	
				Детали		
		1		Обечайка	1	
		2		Крышка	1	
		3		Днище	1	
		4		Тарелка	26	
		5		Опора	1	
		6		Фланец	2	
		7		Фланец	3	
		8		Фланец	2	
		9		Прокладка	4	ПОН-1
		10		Болт	108	
		11		Гайка М20 ГОСТ 5915-70	108	
		12		Шайба М20 ГОСТ 11731-78	108	
				Стандартные изделия		
		13		Полотно		
		14		Перегородка		
		15		Карман		
		16		Сливной порог		

Подп. и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Ганиева Л.М		
Пров.		Подгорбунских Т.А		
Н.контр.		Подгорбунских Т.А		
Утвердил		Дьячкова С.Г.		

0.055.00.00 ПЗ

Колонна ректификационная К-1

Лит.	Лист	Листов
	1	2

Кафедра ХТ
Группа ХТОбп-16-2

Копировал Формат А4

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
				Документация		
				Сборочный чертеж		
				Сборочные единицы		
		1		Кожух	1	
		2		Передняя крышка	1	
		3		Распределительная		
				камера	2	
		4		Задняя крышка	1	
		5		Пучок трубный	2	
		6		Опора	2	
		7		Перегородка	8	
		8		Плавающая головка		
		9		Крышка плавающей	1	
				головки		
				Детали		
		10		Прокладка	8	
		11		Прокладка	4	
		12		Прокладка	4	
		13		Болт М27х90.58		
				ГОСТ 7798–70	12	
		14		Гайка М27.5		
				ГОСТ5915–70	236	
		15		Прокладка	24	
		16		Заглушка	2	
		17		Подкладка	2	

Подп. и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Ганиева Л.М.		
Пров.		Подгорбунская Г.А.		
Н.контр.		Подгорбунская Г.А.		
Утвердил		Дьячкова С.Г.		

0.055.00.00.ПЗ

Теплообменник кожухотрубчатый с плавающей головкой

Лит.	Лист	Листов
	2	2

Кафедра ХТ
гр. Хтоб-16-2

Копировал

Формат А4