

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

БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Факультет «ТНГХП»

Кафедра «Технология нефтегазохимической промышленности»

Допускается к защите

Декан факультета «ТНГХП»

Заведующий кафедрой «ТНГХП»

доц. Атауллаев Ш.Н. _____

доц. Бозоров Г.Р. _____

Регистрационный номер № _____

«__» _____ 2019 год

«__» _____ 2019 год

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА**

**Тема: «Выбор и расчёт противоточного абсорбера для поглощения NH_3
из газовой смеси раствором серной кислоты»**

ВЫПОЛНИЛА:

студентка группы 5-15 НГКСТ

Шадыева С.Т.

РУКОВОДИТЕЛЬ:

Нуруллаева З.В.

День защиты _____

Протокол КГА _____

Оценка КГА _____

Секретарь КГА _____

БУХАРА-2019

БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Факультет «ТНГХП»

Кафедра «Технология нефте-газохимической промышленности»

Группа 5-15 НГКСТ по направлению

«Технология нефте-газохимической промышленности»

"Утверждаю" _____

Зав. кафедры доц Бозоров Г.Р.

2019 год 14.01.

ЗАДАНИЕ К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

Студентка: Шадыева Сабина

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Выбор и расчёт противоточного абсорбера для поглощения NH_3 из газовой смеси раствором серной кислоты»

Одобрено на заседании кафедры протокола № 7 от 22. 11. 2018 года и утверждено ректором института 13.12.2018 г. приказом № 58 –КВ НГКСТ.

2. Срок сдачи выпускной квалификационной работы: 1 июня 2019 года

3. Исходные данные для выполнения выпускной квалификационной работы: Список литературы для изучения и выбора технологии разделения газовой смеси абсорбционными методами. Технические данные расчёта противоточного абсорбера для поглощения NH_3 из газовой смеси раствором серной кислоты.

Составная часть пояснительно-расчётной записки (список разработанных задач):

ВВЕДЕНИЕ

1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ВЫВОД

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР

5. Список графической работы

5.1. Схема процесса селективного каталитического восстановления

5.2. Схема узла поглощения NH_3 из отходящих газов серной кислотой

5.3. Схема установки очистки газовой смеси от кислых компонентов

5.4. Конструкция сменных блоков реактора селективного каталитического восстановления.

6. Консультанты выпускной квалификационной работы

№	Название раздела	Ф.И.О. преподавателя- консультанта	Подпись, дата	
			Задание выдано	Задание выполнено
1	Введение	Нуруллаева З.В	14.01. 2019	04.05.2019 г.
2	Техническая часть	Нуруллаева З.В.	14.01. 2019	16. 02.2019 г.
3	Технологическая часть	Нуруллаева З.В.	14.01. 2019	25.05.2019 г.
4	Расчетная часть	Нуруллаева З.В	14.01. 2019	25.05.2019 г.
5	Безопасность жизнедеятельности	Атамуратова Т.И	14.01. 2019	25.05.2019 г.
6	Графическая часть	Нуруллаева З.В	14.01. 2019	01.06.2019 г.

7. План выполнения выпускной квалификационной работы

№	Наименование этапов выпускной работы	Время выполнения	Отметка о прохождении проверки
I.	Введение	04.05.2019 г.	
II.	Техническая часть	16. 02.2019 г.	
III.	Технологическая часть	25.05.2019 г.	
IV.	Расчетная часть	25.05.2019 г.	
V.	Безопасность жизнедеятельности	25.05.2019 г.	
	Выводы	01.06.2019 г.	

Руководитель выпускной работы

Нуруллаева З.В.

Приняла задание на выполнение

Шадыева Сабина _____

Дата выдачи задания

14. 01. 2019 год

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Введение.....	6
1. Техническая часть	
1.1. Характеристика и свойства газовой смеси.....	10
1.2. Требования к качеству газовой смеси и к продуктам газопереработки	22
1.3. Очистка газовой смеси от кислых компонентов, азотистых соединений и аммиака.....	29
1.4. Теоретические основы процесса абсорбции	41
1.5. Характеристика абсорбентов и принцип действия абсорберов.....	45
2. Технологическая часть	
2.1. Описание метода селективного каталитического восстановления.....	63
2.2. Описание схемы узла поглощения NH_3 из отходящих газов серной кислотой.....	69
3. Расчетная часть	
3.1. Расчёт противоточного абсорбера поглощения аммиака H_2SO_4	74
3.2. Расчёт десорбции NH_3 в растворе	75
4. Безопасность жизнедеятельности	
4.1. Охрана труда на производстве	79
4.2. Коллективные и индивидуальные средства защиты рабочих на установках очистки газов	83
4.3. Взрывопожароопасные, токсичные свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства.....	84
4.4. Охрана окружающей среды	90
Выводы.....	93
Список использованной литературы.....	94

Введение

Введение

В соответствии с Указом Президента в программу мер по обеспечению структурных преобразований, модернизации и диверсификации производства на 2015—2019 годы включены и крупные проекты, направленные на более глубокую переработку углеводородного сырья. Так, намечено организовать производство ароматических углеводородов — бензола, толуола, ксилола — из пиролизного дистиллята, производство которого запланировано на Устюртском ГХК. Планируется реализовать проект по производству олефинов из природного газа с получением полимеров, таких, как полиэтилен, полипропилен, полистирол, каучук, спандекс, и других.

Эти и другие проекты по созданию высокотехнологичных производств наряду с модернизацией действующих должны стать основой для решения серьезной задачи, поставленной перед отечественным нефтегазовым комплексом руководством республики — к 2030 году увеличить объемы производства нефтехимической продукции в 3,2 раза. По итогам 2018 года власти Узбекистана планируют освоить 1,7 млрд долларов прямых иностранных инвестиций (без учета АО «Узбекнефтегаз»), в 2019 году – 3,5 млрд. долларов. За последние 20 лет объем освоенных прямых иностранных инвестиций и негарантированных кредитов в экономику Узбекистана составил 25,3 млрд долларов, из которых 11,8 млрд долларов (47%) были привлечены за последние 5 лет.

Среднегодовой объем осваиваемых инвестиций в республике остается на уровне 2-2,5 млрд долларов (менее 4% к ВВП), что ниже среднего показателя по странам с переходной экономикой (3,4 млрд), а также ниже показателей отдельных стран СНГ (Казахстан 15-20 млрд – 7-8% к ВВП, Азербайджан 5-8 млрд – 15-20%, Беларусь 3-6 млрд – 8-10%).

Сегодня наша страна смогла не просто выйти на восьмое место в мире по объемам добычи природного газа, но и на основе модернизации, направленной на углубление его переработки, активно осваивать позиции

на рынке полимерных материалов. Еще одним важным шагом в этом направлении стал недавний ввод в эксплуатацию Устюртского газохимического комплекса, где ежегодно будут перерабатывать 4,5 миллиарда кубометров природного газа и производить 387 тысяч тонн полиэтилена высокой плотности и 83 тысячи тонн полипропилена, которые пользуются большим спросом и на внутреннем, и на внешнем рынке.

Современный нефтегазовый комплекс Республики Узбекистан является одной из ведущих отраслей индустрии. Около 60% территории Республики Узбекистан являются перспективными в плане добычи нефти и газа. В пяти нефтегазоносных регионах Узбекистана открыто 211 месторождений углеводородного сырья, из них 108 - газовых и газоконденсатных, 103 нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и нефтяных. Более 50% месторождений находятся в разработке, 35% подготовлены к освоению, на остальных продолжаются разведочные работы. Объем годовой добычи углеводородного сырья в Узбекистане составляет около 86 млн. тонн условного топлива. На сегодняшний день протяженность магистральных газопроводов в Узбекистане составляет 3,2 тыс. км, а в одноконтурном исчислении - около 14 тыс. км. В Республике Узбекистан действует вертикально интегрированная трехуровневая холдинговая компания «Узбекнефтегаз», охватывающая всю нефтегазовую отрасль, в состав которой входят 6 акционерных компаний.

Нефтегазовая отрасль Узбекистана обладает собственной перерабатывающей базой. За годы независимости проделана огромная работа по совершенствованию, интенсификации разработки месторождений наращиванию объемов добычи углеводородного сырья. Перспективность месторождений углеводородного сырья, накопленный научно – технический потенциал и богатый производственный опыт создают благоприятные предпосылки для дальнейшего развития отрасли.

Учитывая быстрый темп развития производства необходимо отметить, что газообразные выбросы очень неблагоприятно влияют на экологическую

обстановку в местах расположения этих промышленных предприятий, а также ухудшают санитарно-гигиенические условия труда. К агрессивным массовым выбросам относятся окислы азота, сероводород, сернистый, углекислый и многие другие газы. Например, азотнокислотные, сернокислотные и другие заводы нашей страны ежегодно выбрасывают в атмосферу десятки миллионов кубометров окислов азота, представляющих собой сильный и опасный яд. Из этих окислов азота можно было бы выработать тысячи тонн азотной кислоты. Не менее важной задачей является очистка газов от двуокиси серы. Общее количество серы, которое выбрасывается в нашей стране в атмосферу только в виде сернистого газа, составляет около 16 млн. т. в год. Из этого количества серы можно выработать до 40 млн. т. серной кислоты.

Серосодержащий газ, используемый в металлургической промышленности для обогрева мартеновских и нагревательных печей, вызывает угар металла и повышает содержание серы и стали, ухудшая ее качество. Потери металла при этом исчисляются сотнями тысяч тонн в год. А углекислого газ может быть использован для получения эффективных углеродсодержащих удобрений.

Приведенные примеры показывают, какие огромные материальные ценности выбрасываются в атмосферу с газообразными выбросами, но более серьезный ущерб эти выбросы приносят тем, что они отравляют воздушный бассейн в городах и на предприятиях: ядовитые газы губят растительность, крайне вредно действуют на здоровье людей и животных, разрушают металлические сооружения и корродируют оборудование.

Исходя из вышесказанного в данной дипломной работе был проведен анализ и расчёт противоточного абсорбера для поглощения NH_3 из газовой смеси раствором серной кислоты.

1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Характеристика и свойства газовой смеси

Особенностью развития мирового топливно–энергетического комплекса в настоящее время является увеличение в его структуре доли природного газа. Природный газ остается самой быстро растущей составляющей в мировом потреблении энергии.

Природные газы представляют собой физическую смесь отдельных компонентов, химически не действующих друг на друга. Поэтому при обработке этих газов к ним применимы основные законы физики и термодинамики с известными отклонениями.

Свойства природных газов предопределяются их составом, следовательно, если знать, какие компоненты входят в состав газа, можно определить его физические свойства.

Известны различные методы анализов газа для определения тех или иных компонентов его. CO_2 , H_2S , O_2 , CO определяются поглощением различными растворами (щелочь, щелочный раствор пирогаллола и др.), а углеводородные компоненты определяются сожжением. Однако, этот способ может дать только общее, суммарное количество углеводородов, что часто является недостаточным при решении вопроса о направлении использования газа.

В таких случаях следует произвести разделение отдельных углеводородов и определить их количество в смеси. Разгонку углеводородных газов на отдельные компоненты достаточно точно можно произвести на приборах В. А. Соколова и В. Подбельняка.

В последнее время в США предложен новый метод количественного определения углеводородных газов в смеси — спектроскопический, обеспечивающий надежные результаты и в значительно более короткое время, чем на фракционирующих аппаратах.

При решении практических вопросов использования газа и, в частности, вопроса об отбензинивании его, требуется определить количество тяжелых газобензиновых углеводородов в нем. В этом случае пользуются

данными полного анализа газа или производят специальное определение содержания тяжелых фракций в газе одним из трех методов: компрессией и охлаждением испытуемого газа, поглощением жидкими поглотителями, такими, как керосин, соляровое масло и др., или поглощением активированным углем. Последний следует считать более надежным и применимым как для сухих, так и для жирных газов.

Физическое состояние газа определяется тремя величинами: объемом, давлением и температурой. В зависимости от давления и температуры изменяется и объем газа. Чтобы иметь правильное представление о количестве газа, необходимо приводить его объем к стандартным условиям, т. е. к стандартной температуре и давлению. В США во всех термодинамических расчетах за стандартные условия приняты: температура 32° F (0° C) и давление $14,695\text{ фунт/дм}^2$ (760 мм рт. ст.) в газовой же промышленности стандартными условиями приняты: температура 60° F ($15,56^{\circ}\text{ C}$) и давление $14,65\text{ фунт/дм}^2$ ($757,5\text{ мм}$). У нас стандартными условиями считаются температура 0° C и давление 760 мм рт. ст. ; в газовой промышленности принимают температуру 20° C и давление 760 мм рт. ст.

Основными физическими свойствами углеводородных газов являются:

- 1) молекулярный вес;
- 2) удельный вес в газообразном состоянии;
- 3) удельный вес в жидком состоянии;
- 4) теплоёмкость;
- 5) упругость паров;
- 6) температуры кипения и плавления;
- 7) критические температура и давление;
- 8) скрытая теплота испарения;
- 9) количество паров из единицы объема жидкости.

Эти параметры характеризуют особенность и свойства каждого газа и жидкости. Знание их чрезвычайно важно при решении всякого рода задач, связанных с добычей, транспортом, переработкой и использованием газа.

Молекулярный вес какого-либо вещества представляет сумму весов атомов, входящих в молекулу. Например, молекулярный вес метана (CH_4) равен $(1 \times 12) + (4 \times 1,01) = 16,04$.

Молекулярный вес, выраженный в килограммах, называется килограмм-молекулой, или молем. Объем моля для всех газов при температуре 0°C и атмосферном давлении одинаков и равен $22,412 \text{ м}^3$. Молекулярные веса пропорциональны удельным весам того же вещества. Состав газовых смесей выражают в весовых и в объемных процентах. Состав жидких смесей выражают в весовых, объемных и в молекулярных процентах. Для газов объемные и молекулярные проценты одинаковы. Если объемные (молекулярные) проценты требуется перевести в весовые, то молекулярный процент каждого компонента умножают на молекулярный вес этого компонента, и получают вес его. Затем суммируют вес всех компонентов и определяют проценты каждого компонента в смеси. Наоборот, если требуется весовые проценты перевести в объемные, нужно каждый весовой процент компонента разделить на его молекулярный вес, суммировать полученные моли компонентов и определить молекулярный или объемный процент каждого.

Удельный вес газа. Вес 1 м^3 газа при 0°C и атмосферном давлении называется удельным весом газа (измеряется в кг/м^3). Относительный удельный вес газа есть отношение веса единицы объема газа к весу такой же единицы объема воздуха при одинаковых условиях температуры и давления. Чем жирнее газ, тем больше его удельный вес.

Однако на основании одного удельного веса можно сделать самое общее предположение о жирности газа, имея в виду, что присутствие в газе углекислоты, азота и пр. может явиться причиной ошибочного вывода. В таких случаях следует проверить газ на содержание в нем газобензина одним из ранее упомянутых методов.

Удельный вес естественных газов по воздуху колеблется в пределах от 0,58 до 1,6, причем нижний предел относится к газам, главным образом,

состоящим из метана, верхний — характерен для жирных нефтяных газов. Определить численное значение удельного веса газа возможно двумя методами:

- а) непосредственным измерением;
- б) вычислением на основе известного состава газа.

Для непосредственного измерения существует несколько различных способов и приборов, причем наиболее точным считается способ взвешивания. По этому способу определение удельного веса газа ведут следующим образом. Берут баллон или колбу, откачивают из нее воздух масляным или ртутным насосом и взвешивают на аналитических весах. Затем взвешивают ту же колбу поочередно с воздухом и газом. Вычитая из веса баллона с газом или воздухом вес пустого баллона, узнают веса чистого газа и воздуха. Делением веса газа на вес воздуха находят удельный вес газа по отношению к воздуху.

Имеются более простые, но вместе с тем и менее точные способы определения удельного веса газа, основанные на методе истечения. В лабораторной практике пользуются распространением прибор Шилинга и прибор Бюро стандартов. На этих приборах определенный объём газа и воздуха пропускается через узкое отверстие в диафрагме и замечается время истечения этого объёма. Удельный вес газа находится из соотношения

$$d = \frac{T_1^2}{T_2^2},$$

где d —удельный вес газа; T_1 — время истечения газа; T_2 — время истечения такого же объёма воздуха.

Если известен состав газа по отдельным компонентам, то легко вычислить удельный вес газа, зная удельные веса компонентов. Допустим, мы имеем газ следующего состава в объёмных процентах: 100. Требуется определить удельный вес этого газа. Это легко сделать путем умножения удельного веса каждого компонента на содержание его в газе и сложения полученных произведений, т. е.

Метан 0,5538.0,90 =0,4984

Этан.....	1 0381.	0,02 =0,2076
Пропан.....	I 5222.	0,015=0,0228
Бутан	2 0065.	0,012=0,0250
Пентан и более тяжелые . . .	2, 5100.	0,008=0,0200
Углекислота	I 5194.	0 015=0,0226
Азот	0,9672.	0,03 =0,0290

Таким образом, удельный вес газа по отношению к воздуху будет 0,8254. Теплоёмкость или удельная теплота измеряется количеством тепла, потребным для нагревания единицы веса или объёма этого вещества на ГС. Для газов она бывает весовой, измеряемой в *ккал/кг* и объёмной — *ккал/м³*.

При нагревании газа возможны два случая:

1. Газ находится в свободно расширяющемся сосуде. По мере нагревания газа объём его расширяется (давление в сосуде остается постоянным), а поглощаемая им теплота расходуется на повышение температуры и на производство внешней работы. Теплоёмкость газа при этом C_p .
2. Газ находится в сосуде постоянного объёма. По мере нагревания температура и давление газа возрастают. Так как объём остается постоянным, то газ никакой работы не совершает, и тепло тратится только на повышение температуры. Теплоёмкость газа в этом случае будет C_v .

Легко понять, что C_p больше C_v на величину внешней работы_г которую обозначим через R . Если тепловой эквивалент работы обозначить через A , то можно написать следующее равенство:

$$C_p - C_v = AR$$

В технике очень важным является отношение теплоёмкостей C_p к C_v . Теплоёмкости C_p и C_v зависят от температуры: с возрастанием ее теплоёмкость также возрастает. Теплоёмкость C_v возрастает быстрее, чем C_p , и поэтому отношение их с возрастанием температуры убывает.

Для смеси газов теплоёмкость определяется по процентному составу газа и теплоёмкости компонентов, входящих в данную смесь.

Теплопроизводительность, или теплотворная способность определяется тем количеством тепла, которое выделяется при сжигании единицы веса или единицы объёма вещества и измеряется в калориях.

Для газа теплопроизводительность измеряется в *ккал/кг* и в *ккал/м³*. Эта величина весьма существенна при оценке газа как топлива. Следует отличать низшую теплопроизводительность от высшей; низшая меньше высшей на то количество тепла, которое идет на парообразование воды, заключающейся в продуктах горения.

На практике приходится иметь дело с низшей теплотворной способностью. Теплопроизводительность естественных газов изменяется от 7500 до 12 000 *ккал/м³*. Сухие газы имеют меньшую калорийность на *ж³*, чем жирные газы, но более высокую на *кг*.

Для смеси газов теплотворную способность можно вычислить, исходя из состава газа и теплотворной способности его компонентов.

Упругость паров углеводородов измеряется в *мм рт. столба* или в *кг/см²*. Этот параметр имеет большое значение при извлечении газобензиновых фракций, а также при хранении и транспорте газобензина и жидких газов. Упругость для каждого углеводорода различна, причем, чем тяжелее углеводород, тем упругость его меньше. При одновременном нахождении газа и жидкости в ёмкости, трапе или сепараторе разделение на газовую и жидкую фазы происходит в соответствии с упругостью каждого компонента таким образом, что парциальные давления в газе и жидкости для одного и того же компонента будут равны.

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных углеводородов вида C_nH_{2n+2} . Основную часть природного газа составляет метан CH_4 — до 98 %.

В состав природного газа могут также входить более тяжёлые углеводороды — гомологи метана: - этан (C_2H_6), - пропан (C_3H_8), - бутан (C_4H_{10}), а также другие неуглеводородные вещества: - водород (H_2), - сероводород (H_2S), - диоксид углерода (CO_2), - азот (N_2), - гелий (He)

Чистый природный газ не имеет цвета и запаха. Чтобы можно было определить утечку по запаху, в газ добавляют небольшое количество веществ, имеющих сильный неприятный запах, так называемых одорантов. Чаще всего в качестве одоранта применяется этилмеркаптан.

Ориентировочные физические характеристики (зависят от состава; при нормальных условиях):

- Плотность: от 0,68 до 0,85 кг/м³ (сухой газообразный); 400 кг/м³ (жидкий).
- Температура кипения при атмосферном давлении: -162°С
- Температура самовозгорания: 650 °С;
- Взрывоопасные концентрации смеси газа с воздухом от 5 % до 15 % объёмных;
- Удельная теплота сгорания: 28—46 МДж/м³ (6,7—11,0 ккал/м³) (то есть 8-12 кВт·ч/м³);
- Октановое число при использовании в двигателях внутреннего сгорания: 120—130.
- Легче воздуха в 1,8 раз, поэтому при утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх.

Природные газы подразделяют на следующие группы:

1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, свободный от тяжелых углеводородов.
2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы). Это физические смеси сухого газа, пропанобутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.
3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений — смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов (С₅ + высш., С₆ + высш. и т.д.), из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.
4. Газы газогидратных залежей.

Компонентный состав и свойства отдельных компонентов природного газа приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Основные свойства компонентов природных газов в стандартных условиях

Свойство	Обозначение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀
Молекулярная масса	M	16,04	30,07	44,10	58,12	58,12
Объем 1кг газа, м ³	V	1,40	0,74	0,51	0,39	0,39
Плотность по воздуху		0,554	1,038	1,522	2,006	2,006
Масса 1м ³ газа, кг	m	0,71	1,35	1,97	2,85	2,85
Критическое давление, МПа	р _{кр}	4,58	4,86	4,34	3,85	3,57
Критическая температура, К	T _{кр}	191	305	370	407	425

Во многих случаях состав природных углеводородных газов определяется не полностью, а лишь до бутана (C₄H₁₀) или гексана (C₆H₁₄) включительно, а все остальные компоненты объединяются в остаток (или псевдокомпонент).

Газ, в составе которого тяжелые углеводороды составляют не более 75 г/м³, называют сухим. При содержании тяжелых углеводородов более 150 г/м³ газ называют жирным.

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность в килограммах на кубический метр или относительную плотность по воздуху.

Молекулярная масса M природного газа:

$$M = \sum_{i=1}^n M_i x_i ,$$

где M – молекулярная масса i -го компонента; x_i – объемное содержание i -го компонента, доли ед.

Для реальных газов обычно $M=16 - 20$.

Плотность газа ρ_g рассчитывается по формуле:

$$\rho_g = M / V_m = M / 24,05,$$

где V_m – объем 1 моля газа при стандартных условиях.

Обычно ρ_g находится в пределах $0,73 - 1,0$ кг/м³.

Плотность газа в значительной степени зависит от давления и температуры, и поэтому для практического применения этот показатель неудобен. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{г.в.}$, равной отношению плотности газа ρ_g к плотности воздуха ρ_v , взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{г.в.} = \rho_g / \rho_v,$$

Если ρ_g и ρ_v определяются при стандартных условиях, то $\rho_v = 1,293$ кг/м³ и $\rho_{г.в.} = \rho_g / 1,293$.

Плотность нефтяных газов колеблется от 0,554 (для метана) до 2,006 (для бутана) и выше.

Вязкость газа характеризует силы взаимодействия между молекулами газа, которые преодолеваются при его движении. Она увеличивается при повышении температуры, давления и содержания углеводородных компонентов. Однако при давлениях выше 3МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа.

Вязкость нефтяного газа незначительна и при 0°С составляет 0,000131 пз; вязкость воздуха при 0°С равна 0,000172 пз.

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами газа, описывающая поведение газа. Такими параметрами являются давление, объем и температура.

Состояние идеальных газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клапейрона — Менделеева:

$$pV_{и} = NRT,$$

где p — давление; $V_{и}$ — объем идеального газа, N — число киломолей газа; R — универсальная газовая постоянная; T — температура.

Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому уравнение Клапейрона—Менделеева для реальных газов записывается в виде:

$$pV = ZNRT,$$

где Z — коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от закона для идеальных газов.

Коэффициент сверхсжимаемости Z реальных газов — это отношение объемов равного числа молей реального V и идеального $V_{и}$ газов при одинаковых термобарических условиях (т. е. при одинаковых давлении и температуре):

$$Z = V/V_{и}$$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов. При отсутствии таких исследований (как это чаще всего бывает на практике) прибегают к расчетному методу оценки Z по графику Г. Брауна. Для пользования графиком, необходимо знать, так называемые, приведенные псевдокритическое давление и псевдокритическую температуру.

Критической называется такая температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении. Критическим давлением называется давление, соответствующее критической точке перехода газа в жидкое состояние.

С приближением значений давления и температуры к критическим свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются.

С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают особенности, отличающие их поведение от поведения однокомпонентного газа. Не останавливаясь на подробностях, следует отметить, что критическая температура смеси находится между критическими температурами компонентов, а критическое давление смеси всегда выше, чем критическое давление любого компонента.

Для определения коэффициента сверхсжимаемости Z реальных газов, представляющих собой многокомпонентную смесь, находят средние из значений критических давлений и температур каждого компонента. Эти средние называются псевдокритическим давлением $p_{п.кр.}$ и псевдокритической температурой $T_{п.кр.}$. Они определяются из соотношений:

$$p_{п.кр.} = \sum_{i=1}^n p_{кр.i} x_i, \quad T_{п.кр.} = \sum_{i=1}^n T_{кр.i} x_i,$$

где $p_{кр.}$ и $T_{кр.}$ – критические давления и температура i -го компонента; x_i – доля i -го компонента в объеме смеси (в долях единицы).

Приведенные псевдокритические давление и температура, необходимые для пользования графиком Брауна, представляют собой псевдокритические значения, приведенные к конкретным давлению и температуре (к пластовым, стандартным или каким-либо другим условиям):

$$P_{пр.} = p / p_{п.кр.},$$

$$T_{пр.} = T / T_{п.кр.},$$

где p и T – конкретные давления и температура, для которых определяется Z .

Коэффициент сверхсжимаемости Z обязательно используется при подсчете запасов газа для правильного определения изменения объема газа при переходе от пластовых условий к поверхностным, при прогнозировании изменения давления в газовой залежи и при решении других задач.

В табл. 1.2. дана скрытая теплота испарения для разных углеводородов в зависимости от давления.

Таблица 1.2. Скрытая теплота испарения углеводородов в зависимости от давления, *кал/кг*

Давление, <i>Ата</i>	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Изобутан	Пентан	Гексан
1,0	136	114	106	92	89	83,5	79
2,0	115	109	89	85	82	78	74
5,0	111	103	89	77,5	73,5	68,5	65
10,0	103	94	78	68	65,5	60	55,5
15,0	97	83,5	68,5	58,5	56	52	48
20,0	92	78	64	53	50	45	40
25,0	84	68	56	44,5	40,5	33,4	22,2
30,0	76	65,5	46,5	31	31	17,8	—

1.2. Требования к качеству газовой смеси и к продуктам газопереработки

Для нормального и безопасного использования газового топлива очень важно, чтобы его основные параметры - теплота сгорания, скорость распространения пламени и плотность были, возможно, более постоянными и не изменялись в скольких-нибудь значительных пределах.

Изменение теплоты сгорания, которое указывает на изменение состава газа, требует дополнительной регулировки или переделки и даже замены газовых горелок. Изменение скорости распространения пламени может вызвать такие опасные нарушения горения, как проскок пламени в горелку или даже отрыв пламени от горелки. Изменение плотности газа приводит к нарушению гидравлического режима в системе газоснабжения: при увеличении плотности потери давления газа в газопроводах возрастают, при уменьшении - снижаются. Кроме того, изменение плотности газа влияет и на условия инжекции воздуха газом в инжекционных газовых горелках, что может повлечь за собой неполноту сгорания со всеми ее нежелательными последствиями. Во избежание нарушений в работе, газовых горелок при изменении теплоты сгорания и плотности газа необходимо, чтобы сохранялось постоянное отношение высшей теплоты сгорания газа к величине корня квадратного из относительной плотности газа. Это отношение называется числом Воббе (W) и выражается следующей формулой:

$$W = \frac{Q_v}{\sqrt{S}}$$

где Q_v - высшая теплота сгорания газа, ккал/м³;

S - относительная плотность газа (воздух = 1).

Число Воббе позволяет судить о взаимозаменяемости газов, т. е. если числа Воббе для двух газов одинаковы, то эти газы могут считаться в известных пределах взаимозаменяемыми.

Несмотря на разнообразие состава и физико-химические свойства различных видов газового топлива, все они при использовании в городском газовом хозяйстве должны удовлетворять следующим общим требованиям, предусмотренным ГОСТ 5542 – 87 (таблица 1.3.).

Таблица 1.3. Физико-химические показатели природных горючих газов промышленного и коммунально-бытового назначения (ГОСТ 5542-87)

Показатели	Норматив
1. Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , не менее (при температуре 20 ⁰ С и давлении 0,1 МПа)	31,8
2. Область значений числа Воббе, высшего, МДж/м ³	41,2 - 54,5
3. Допускаемое отклонение числа Воббе от номинального значения, % не более	±5,0
4. Концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,020
5. Концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036
6. Доля кислорода в газе, объём. %, не более	1,000
7. Масса механических примесей в 1 м ³ , г, не более	0,001
8. Интенсивность запаха газа при объёмной доле 1,0%, балл, не менее	3,0

Примечание: пункты 2, 3, 8 действуют только на газ коммунально-бытового назначения. Для потребителей промышленного назначения по п. 8

– производят согласование с потребителем. Номинальное значение числа Воббе устанавливают в пределах нормы показателя п. 2, по согласованию с потребителем для отдельных газораспределительных систем.

Качество подаваемого в газопровод природного газа регламентируется по ГОСТ 51.40 – 93 по следующим показателям:

- точка росы по влаге - показатель, который определяет условия безгидратного транспорта природного газа, обеспечивающего повышение надежности работы КИП и А, снижение коррозионного износа магистральных газопроводов, компрессорных станций и технологического оборудования;

- точка росы по углеводородам – показатель, характеризующий условия дальнего транспорта природного газа в однофазном состоянии, определяющий верхний предел извлечения газового конденсата в промышленных условиях (см. таблицу 1.4.).

Таблица 1.4. Физико-химические показатели природных газов, поставляемых и транспортируемых по магистральным газопроводам по ГОСТ 51.40-93 от 01.10.93

Показатели	Значения для макроклиматических районов			
	умеренный		Холодный	
	01.05-30.09	01.10-30.04	01.05-30.09	01.10-30.04
Точка росы газа по влаге, °С, не выше	- 3	- 5	-10	-20
Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	0	0	0	0

Концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	0,007	0,007	0,007
Концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016	0,016	0,016	0,016
Концентрация кислорода в газе, объём. %	0,5	0,5	1,0	1,0
Теплота сгорания, низшая, МДж/м ³	32,5	32,5	32,5	32,5
Содержание механических примесей и труднолетучих жидкостей	Оговаривается отдельно в соглашениях на поставку газа с ПХГ, ГПЗ и промыслов			

Примечание: 1. Климатические районы "Климат, районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей";
2. Для газов, в которых содержание углеводородов $C_{5+выс}$ не превышает 1,0 г/м³, точка росы по углеводородам для данного ГОСТ не нормируется.

Контроль за качеством поставляемой продукции производится в соответствии со стандартами на природный газ периодически или непрерывно (таблица 1.5.).

Таблица 1.5. Периодичность проведения исследований газа, поступающего в магистральный газопровод

Показатели	Сроки проведения испытаний на газы		
	Не содержащие соединений серы	Содержащие	
		Сероводород	Сероводород и меркаптаны
Содержание	Не реже одного	Не реже одного	Не реже одного

парообразной влаги	раза в сутки	раза в сутки	раза в сутки
Темп. конденсации углеводородов	Не реже одного раза в неделю	Не реже одного раза в неделю	Не реже одного раза в неделю
Содержание сероводорода	один раз в год	один раз в неделю	два раза в неделю
Содержание меркаптановой серы	Не реже одного раза в неделю	По требованию	Не реже одного раза в неделю
Содержание мех. примесей	По требованию	По требованию	По требованию
Содержание кислорода	По требованию	По требованию	По требованию
Компонентный состав	Не реже одного раза в месяц	Не реже одного раза в месяц	Не реже одного раза в месяц

Влагонасыщенность газа при его поступлении в городские сети не должна быть больше максимального насыщения при температуре зимой +20 °С, летом +35 °С. Запах должен ощущаться при содержании в воздухе 1% природного газа.

Причины, по которым нормированы эти важные показатели свойств газа, сводится к следующему. Газовые горелки приборов рассчитываются и регулируются на определенную величину теплоты сгорания газа. Эта величина должна быть, возможно, более постоянной для обеспечения нормального и полного сгорания газа, а также для предотвращения отрыва пламени от горелок и попадания несгоревшего газа в воздух помещения.

Сероводород, сам по себе очень ядовитый газ, в результате сгорания образует сернистый газ, также очень вредный для человеческого организма, кроме того, он вызывает коррозию металлических, особенно медных, частей

газовых ванн колонок и водогрейных аппаратов. Аммиак разрушительно действует на части аппаратуры и арматуры, изготовленные из цветного металла. Смола и пыль осаждаются в газопроводах, газовых счетчиках и газовой аппаратуре, засоряя и выводя их из строя. Нафталин при понижении температуры газа осаждается в виде твердых частиц в газопроводах, тем самым постепенно уменьшает свободное сечение труб, что может привести к их полному забиванию

Наличие кислорода в газе способствует внутренней коррозии металла газопровода, а при значительном повышении содержания кислорода в газе может возникнуть опасность взрыва. Иногда в практике газоснабжения используют смеси горючих газов (преимущественно сжиженных) с воздухом, который подмешивают для снижения калорийности газа "Правила безопасности в газовом хозяйстве" допускают подачу населенным пунктам и отдельным предприятиям попутного нефтяного газа при содержании в нем воздуха не более 60 объёмн. %. Во всех таких случаях содержание кислорода в газе должно постоянно строго контролироваться во избежание образования взрывоопасной газовой смеси (оно должно быть не более 12,6 %).

Цианистые соединения, в частности цианистый водород HCN , являются чрезвычайно ядовитыми веществами, почему их содержание в газе и ограничено указанным выше пределом.

При повышенном содержании влаги в газе часть её может сконденсироваться при охлаждении, образуемая вода способствует коррозии металла труб и, накапливаясь в низких местах газопроводов, может создавать значительные эксплуатационные трудности.

Таким образом, перед использованием для коммунально-бытовых и других целей горючие газы должны пройти соответствующую обработку, в которую входят следующие основные операции:

- охлаждение и осушка газа с целью отделения его от легкоконденсирующихся масляных, смоляных и водяных паров;

- очистка от пыли и смолы;

- улавливание из газа аммиака, бензола, нафталина и других ценных продуктов;

- очистка от серы, цианистых и других соединений;

- одоризация газа для определения его наличия в помещениях.

В газе предназначенном для коммунально-бытовых целей должно содержаться в 100 м³ не более, в гр:

- смолы и пыли 0,1;

- нафталина – летом 10, а зимой 5;

- аммиака – 2; сероводорода – 2;

- цианистых соединений – 5

1.3. Очистка газовой смеси от кислых компонентов, азотистых соединений и аммиака

Углеводородные нефтяные и природные газы могут содержать в качестве примесей нежелательные кислые компоненты- диоксид углерода, сероводород, а также сераорганические соединения – серооксид углерода, сероуглерод, меркаптаны, тиофены.

Диоксид углерода, сероводород и меркаптаны создают условия для коррозии металлов, отравляют катализаторы, снижая эффективность каталитических процессов, в которых используют углеводородные газы.

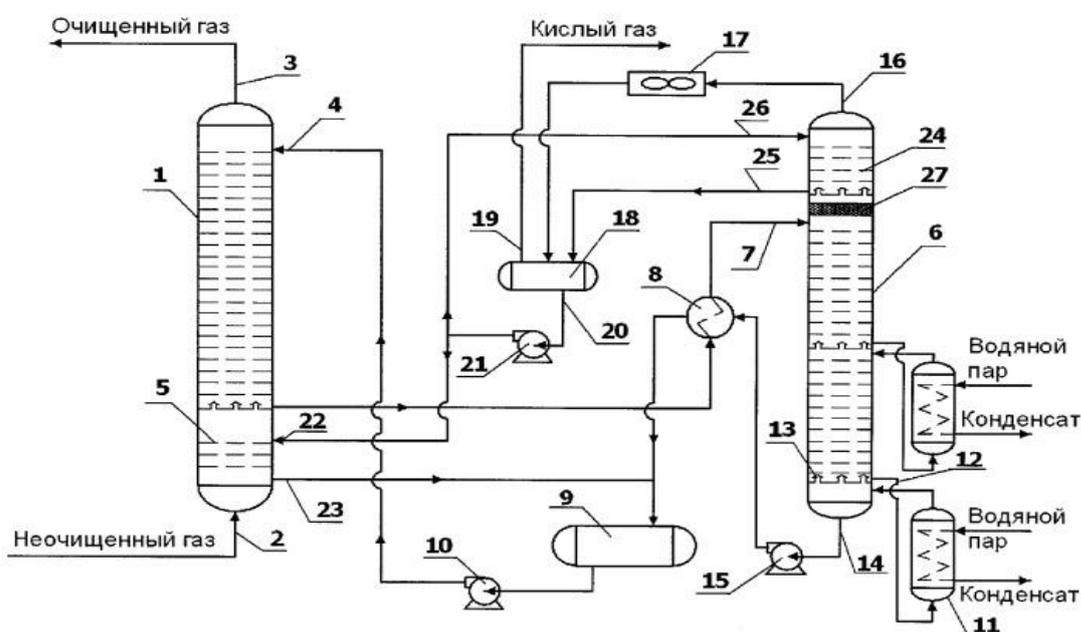
Сероводород, меркаптаны, серооксид углерода – высокотоксичные вещества. Диоксид углерода, присутствующий в газообразном топливе, уменьшает теплоты сгорания топлива.

Для очистки нефтяных и природных газов от сероводорода, диоксида углерода и других серо- и кислородсодержащих соединений применяют абсорбционные процессы.

Установка на рисунке 1.1. может быть использована в газовой, нефтехимической и других отраслях промышленности. Способ заключается в поглощении кислых газов подаваемым на орошение в абсорбер 1 водным раствором абсорбента на основе аминов с последующей регенерацией насыщенного абсорбента 7 в десорбере 6. Подогрев нижней части десорбера 6 осуществляют при помощи теплообменника-испарителя 11. Регенерированный раствор абсорбента 14 отводят из нижней части десорбера 6 и подают на орошение абсорбера 1. Поток кислого газа с парами воды 16 выводят из верхней части десорбера 6, охлаждают в холодильном аппарате

17 и разделяют в емкости 18 на кислые газы и кислую воду. Кислую воду подают в секцию 5 абсорбера 1 на отдувку неочищенным газом 2, а отводимую с низа абсорбера очищенную от кислых компонентов воду 23 смешивают с регенерированным раствором абсорбента 14 в емкости 9 с получением водного раствора абсорбента нужной концентрации. Технический результат заключается в повышении степени очистки газа от кислых компонентов, 2 н. и 10 з.п. ф-лы, 1 ил.

Рис.1.1. Технологическая схема установки очистки газовой смеси от кислых компонентов



Эта установка относится к процессам очистки углеводородных и других газов от кислых компонентов, в основном, сероводорода и углекислого газа, абсорбцией растворами аминов с последующей их регенерацией и может быть использовано в газовой, нефтяной, нефтехимической и других отраслях промышленности.

Известен способ очистки газовой смеси, включающий абсорбционное поглощение удаляемого газа с последующей регенерацией насыщенного абсорбента путем его нагрева теплообменом с регенерированным абсорбентом при одновременной десорбции растворенного газа в движущуюся противотоком к абсорбенту парогазовую смесь. При этом десорбцию ведут в одноступенчатом тарельчатом регенераторе, причем

предварительную десорбцию газов, абсорбированных одновременно с основным удаляемым газом, проводят за счет подогрева насыщенного абсорбента регенерированным в верхней части регенератора, а десорбцию основного удаляемого газа осуществляют в парогазовую смесь, полученную испарением абсорбента в каскаде последовательно включенных кипятильников-испарителей, расположенных на массообменных тарелках регенератора.

Общими признаками известного и предлагаемого решения является абсорбционное поглощение удаляемого газа с последующей регенерацией насыщенного абсорбента в десорбере путем его нагрева теплообменом с регенерированным абсорбентом, включающей контактирование насыщенного абсорбента в противотоке с поднимающимися парами, получаемыми нагревом нижней части десорбера, а также проведение предварительной десорбции газов, абсорбированных одновременно с основным удаляемым газом, за счет подогрева насыщенного абсорбента регенерированным в верхней части регенератора, и осуществление десорбции основного удаляемого газа в парогазовую смесь, полученную испарением абсорбента.

Однако данный способ очистки газовой смеси абсорбцией не относится непосредственно к очистке газов от кислых компонентов при помощи растворов аминов и, следовательно, не учитывает особенностей работы с этими абсорбентами. Недостатком такого способа является ограниченная глубина регенерации абсорбента вследствие снижения его концентрации по высоте колонны с увеличением количества испаренной парогазовой смеси. Снижение концентрации приводит к уменьшению движущей силы процесса - парциального давления паров десорбируемого компонента над раствором, что и обуславливает ограниченную глубину регенерации абсорбента даже при очень больших расходах парогазовой смеси, полученной испарением абсорбента. Повторное возвращение регенерированного абсорбента в среднюю часть десорбера также не позволяет избежать описанных выше

недостатков, так как в этом случае в десорбере образуется зона предельных концентраций абсорбента и парогазовой смеси (т.е. замедление, вплоть до остановки, процесса десорбции). При этом глубина очистки газа в абсорбере напрямую зависит от глубины регенерации абсорбента и давления газа.

Поэтому описанный способ не позволяет очищать газы при низком давлении, а также имеет повышенные энергозатраты на регенерацию абсорбента.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату к предлагаемому техническому решению является способ очистки газа от кислых компонентов, включающий их поглощение подаваемым на орошение абсорбера водным раствором моноэтаноламина (МЭА) с последующей регенерацией насыщенного МЭА в десорбере, включающей контактирование насыщенного абсорбента в противотоке с поднимающимися парами, получаемыми нагревом нижней части десорбера за счет тепла водяного пара в теплообменнике-испарителе, последующее разделение потока с верха десорбера после охлаждения на кислые газы и кислую воду, орошение десорбера полученной кислой водой, а также подачу на орошение абсорбера регенерированного водного раствора абсорбента, отводимого с низа десорбера.

Общими признаками известного и предлагаемого способов очистки газа являются поглощение кислых компонентов подаваемым на орошение абсорбера водным раствором абсорбента на основе аминов с последующей регенерацией насыщенного абсорбента в десорбере, включающей контактирование насыщенного абсорбента в противотоке с поднимающимися парами, получаемыми нагревом нижней части десорбера, последующее разделение потока с верха десорбера после охлаждения на кислые газы и кислую воду, а также отвод регенерированного раствора абсорбента с низа десорбера и подача на орошение абсорбера регенерированного водного раствора абсорбента.

Недостатком такого способа является то, что возврат кислой воды на орошение десорбера приводит к снижению парциального давления кислых

компонентов над раствором абсорбента и затруднению их отделения в десорбере, что ведет к снижению глубины регенерации водного раствора абсорбента и ухудшению эффективности очистки газовой смеси в абсорбере вследствие использования в процессе недостаточно регенерированного раствора абсорбента. Увеличение количества, подаваемого в десорбер пара может улучшать регенерацию раствора абсорбента лишь до определенной степени, так как с ростом расхода пара снижается концентрация водного раствора абсорбента по всей высоте десорбера, а, следовательно, и движущая сила процесса. При увеличении расхода пара в десорбере выше определенного значения улучшения глубины регенерации не происходит, а лишь увеличиваются энергозатраты на ведение процесса. Поэтому данный способ не позволяет эффективно очищать от кислых компонентов газы при низком давлении, а также имеет повышенные затраты на регенерацию абсорбента.

Также известна установка для очистки газовой смеси, включающая абсорбер, содержащий ввод исходного газа и регенерированного абсорбента, вывод насыщенного абсорбента, десорбер, снабженный вводом последнего и выводом очищенного газа и регенерированного абсорбента. При этом десорбер выполнен в виде одноступенчатого тарельчатого регенератора, оборудованного каскадом последовательно выполненных кипятильников-испарителей, расположенных в его нижней зоне после массообменных тарелок.

Общим с заявляемой установкой является наличие абсорбера с входом неочищенного газа и регенерированного абсорбента, выходом для насыщенного абсорбента и десорбера с входом насыщенного абсорбента и выводом очищенного газа и регенерированного абсорбента, и нагревательными элементами в нижней части.

Недостатком данного решения является то, что из-за простоты схемы установки нет возможности добиться эффективного технологического режима из-за ограниченной глубины регенерации абсорбента, что приводит к

высоким эксплуатационным затратам, а также ограничивает область ее применения, т.к. она непригодна для очистки газов при низком давлении. Повторное возвращение регенерированного абсорбента в среднюю часть десорбера также не позволяет избежать описанных выше недостатков, так как в этом случае в десорбере образуется зона предельных концентраций абсорбента и парогазовой смеси, т.е. замедление, вплоть до остановки, процесса десорбции.

Наиболее близкой к заявляемому техническому решению и принятой за прототип является установка очистки газа от кислых компонентов, состоящая из абсорбера с входом неочищенного газа и выходом для насыщенного абсорбента в нижней части, входом для абсорбента и выходом очищенного газа в верхней части и узла регенерации абсорбента, включающего десорбер с входом насыщенного абсорбента в верхней части, соединенным через трубное пространство рекуперативного теплообменника с абсорбером, с узлом подогрева нижней части и отводом регенерированного абсорбента вниз, подключенным через межтрубное пространство рекуперативного теплообменника и накопительную емкость к входу абсорбера для подачи раствора абсорбента, а также с выходом для пара и газа в верхней части, который через холодильный аппарат подключен к разделительной емкости с выходом для кислых газов и выходом для кислой воды, который соединен с верхней частью десорбера.

Общими признаками с заявляемой установкой является наличие в ней абсорбера с входом неочищенного газа и выходом для насыщенного абсорбента в нижней части, входом для раствора абсорбента и выходом очищенного газа в верхней части и узла регенерации абсорбента, включающего десорбер с входом насыщенного абсорбента в верхней части, соединенным через трубное пространство рекуперативного теплообменника с абсорбером, с узлом подогрева нижней части и отводом регенерированного раствора абсорбента вниз, подключенным через межтрубное пространство

рекуперативного теплообменника и накопительную емкость к входу абсорбера для подачи раствора абсорбента, а также с выходом для пара и газа в верхней части, который через холодильный аппарат подключен к разделительной емкости с выходами для кислых газов и кислой воды.

Недостатком такого решения является недостаточная эффективность отделения кислых газов, связанная с недостаточной глубиной регенерации абсорбента в десорбере из-за возврата кислой воды на орошение десорбера.

Техническая задача изобретения заключается в повышении степени очистки газа от кислых компонентов за счет использования в процессе циркулирующего абсорбента с большей глубиной регенерации, достигаемой благодаря созданию условий в десорбере для более интенсивного отделения кислых компонентов из раствора абсорбента.

Техническая задача достигается тем, что в способе очистки газа от кислых компонентов путем их поглощения подаваемым на орошение абсорбера водным раствором абсорбента на основе аминов с последующей регенерацией насыщенного абсорбента в десорбере, включающей контактирование насыщенного абсорбента в противотоке с поднимающимися парами, получаемыми нагревом нижней части десорбера, последующее разделение потока с верха десорбера после охлаждения на кислые газы и кислую воду, а также отвод регенерированного раствора абсорбента с низа десорбера и подачу на орошение абсорбера регенерированного водного раствора абсорбента, кислую воду подают в абсорбер на отдувку неочищенным газом, а отводимую с низа абсорбера очищенную от кислых компонентов воду смешивают с регенерированным раствором абсорбента с получением водного раствора абсорбента нужной концентрации. Кроме того, кислую воду подают на отдувку неочищенным газом в нижнюю или среднюю часть абсорбера. Также часть кислой воды, получаемой разделением охлажденного потока с верха десорбера, в количестве до 30% подают на орошение верхней части десорбера. При этом в десорбере осуществляют, нагрев его средней части.

Кроме того, нагрев средней части десорбера осуществляют пропусканием отбираемой в средней части десорбера жидкости через теплообменник-испаритель.

При подаче кислой воды в абсорбер на отдувку неочищенным газом достигается эффективное удаление кислых компонентов из воды, учитывая то, что вода удерживает кислый газ значительно слабее раствора абсорбента. Так как количество кислой воды существенно меньше количества абсорбента, а насыщение ее кислыми компонентами сравнительно невелико, возврат кислых компонентов в неочищенный газ ведет к незначительному увеличению нагрузки на абсорбент по кислым компонентам - циркуляция раствора абсорбента повышается лишь на несколько процентов. При этом, так как кислая вода не возвращается в десорбер, в нем повышается концентрация водного раствора абсорбента по всей высоте отгонной части и тем самым значительно увеличивается движущая сила процесса десорбции за счет повышения парциального давления кислых компонентов над раствором абсорбента, что позволяет глубже регенерировать абсорбент или снижать энергозатраты на регенерацию. Кроме того, повышение концентрации раствора абсорбента также позволяет повысить температуру проведения процесса десорбции за счет повышения температуры кипения раствора, что дополнительно увеличивает движущую силу процесса. Таким образом, процесс десорбции идет более эффективно и достигается более высокая степень регенерации абсорбента. При этом с увеличением расхода пара в десорбере увеличивается и концентрация водного раствора абсорбента по всей высоте десорбера, а, следовательно, и движущая сила процесса. Поэтому предлагаемый способ имеет более широкую область применения в сравнении с известными способами и позволяет проводить очистку газов при низком давлении. Кроме того, в результате увеличения движущей силы процесса по всей высоте десорбера, по сравнению с известным способом, уменьшаются энергозатраты на регенерацию раствора абсорбента.

Смешивание отводимой с низа отдувочной секции абсорбера очищенной от кислых компонентов воды с регенерированным раствором абсорбента с получением водного раствора абсорбента нужной концентрации позволяет

получить еще более глубоко регенерированный раствор абсорбента, чем с низа десорбера, так как на смешение поступает глубоко регенерированный концентрированный раствор абсорбента и уже очищенная от кислых компонентов вода с низа отдувочной секции абсорбера. В свою очередь, использование в процессе абсорбции более глубоко регенерированного раствора абсорбента повышает степень очистки газовых смесей от кислых компонентов и позволяет получать газ более высокого качества на выходе из абсорбера.

Кислую воду на отдувку неочищенным газом подают в нижнюю или среднюю часть абсорбера в зависимости от степени насыщенности газа кислыми компонентами. Если неочищенный газ, используемый для отдувки, содержит относительно небольшое количество кислых примесей, то кислую воду подают на отдувку в нижнюю часть абсорбера. В случае обработки в абсорбере, например, высокосернистого газа, кислую воду целесообразно подавать в среднюю часть абсорбера, где газ будет уже менее насыщен кислыми компонентами, и процесс отдувки будет более эффективным.

Направление части кислой воды, получаемой разделением охлажденного потока с верха десорбера в количестве до 30% на орошение верхней части десорбера, позволяет снизить потери абсорбента в виде паров, уходящих с верха десорбера, хотя такие потери незначительны, так как парциальное давление высококипящего абсорбента после охлаждения отходящих из десорбера паров невелико.

Нагрев средней части десорбера теплообменниками-испарителями позволяет дополнительно повысить концентрацию раствора абсорбента ниже теплообменников-испарителей и тем самым увеличить глубину регенерации абсорбента.

Техническая задача достигается также тем, что в установке очистки газа от кислых компонентов, состоящей из абсорбера с входом неочищенного газа и выходом для насыщенного абсорбента в нижней части, входом для раствора абсорбента и выходом очищенного газа в верхней части и узла регенерации абсорбента, включающего десорбер с входом насыщенного абсорбента в верхней части, соединенным через трубное пространство рекуперативного теплообменника с абсорбером, с узлом подогрева нижней части и отводом регенерированного раствора абсорбента внизу, подключенным через межтрубное пространство рекуперативного теплообменника и накопительную емкость к входу абсорбера для подачи абсорбента, а также с выходом для пара и газа в верхней части, который через холодильный аппарат подключен к разделительной емкости с выходами для кислых газов и кислой воды, в абсорбере размещена секция для отдувки из кислой воды кислых газов, вход которой подключен к выходу для кислой воды разделительной емкости, а выход - к накопительной емкости.

Кроме того, секция для отдувки из кислой воды кислых газов размещена в нижней или средней части абсорбера.

При этом при размещении секции для отдувки кислой воды в средней части абсорбера под ней установлен каплеотбойник. Верхняя часть десорбера снабжена секцией орошения, соединенной с разделительной емкостью. И в верхней части десорбера установлен каплеотбойник.

Также каплеотбойник может быть установлен под секцией орошения десорбера. Кроме того, в средней части десорбера установлена глухая тарелка с отводом жидкости, соединенным с дополнительно установленным теплообменником-испарителем.

Размещение в абсорбере секции для отдувки из кислой воды кислых газов, вход которой подключен к выходу для кислой воды разделительной емкости, а выход - к накопительной емкости, позволяет осуществлять отдувку кислого газа из воды в абсорбере, при этом на смешение с

абсорбентом в накопительную емкость поступает очищенная от кислых компонентов вода. Сам абсорбент подвергается более глубокой регенерации в десорбере благодаря отсутствию дополнительного количества кислых компонентов, поступающих с кислой водой, и возможности создания в десорбере условий, когда в нем повышается концентрация водного раствора абсорбента по всей высоте отгонной части и тем самым значительно увеличивается движущая сила процесса десорбции за счет повышения парциального давления кислых компонентов над раствором абсорбента. То есть процесс извлечения кислых компонентов из раствора абсорбента идет более интенсивно и эффективно, при этом достигается более высокая степень регенерации абсорбента. А подача в накопительную емкость более глубоко регенерированного концентрированного раствора абсорбента и смешение его с водой, из которой уже извлечены кислые газы, позволяет подавать в абсорбер раствор абсорбента нужной концентрации с более глубокой степенью регенерации, что повышает эффективность очистки и степень извлечения кислых компонентов.

Секцию для отдувки из кислой воды кислых газов размещают в нижней или средней части абсорбера в зависимости от степени насыщенности газа кислыми компонентами. Если неочищенный газ, используемый для отдувки, содержит относительно небольшое количество кислых примесей, то секцию для отдувки из кислой воды кислых газов размещают в нижней части абсорбера. При обработке в абсорбере высокосернистого газа эту секцию размещают в средней части абсорбера, т.к. процесс отдувки уже частично очищенным газом будет более эффективным.

Установка каплеотбойника под секцией для отдувки кислой воды при размещении ее в средней части абсорбера улучшает качество отдувки воды, так как в воду не попадают капли раствора абсорбента, уносимые с газом с нижерасположенных тарелок.

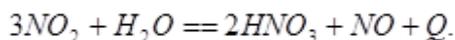
Наличие секции орошения в верхней части десорбера, соединенной с разделительной емкостью, позволяет снизить потери абсорбента в виде паров, уходящих с верха десорбера, хотя такие потери незначительны, так как парциальное давление высококипящего абсорбента после охлаждения отходящих из десорбера паров невелико.

Наличие каплеотбойника в верхней части десорбера или под секцией орошения десорбера позволяет улавливать капли абсорбента, не позволяя им уноситься с уходящим с нижерасположенной тарелки газом, уменьшая тем самым концентрацию абсорбента в кислой воде и улучшая ее отдувку в абсорбере.

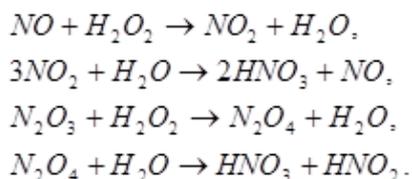
Наличие в средней части десорбера глухой тарелки с отводом жидкости, соединенным с дополнительно установленным теплообменником-испарителем, позволяет создать дополнительную зону повышенной концентрации раствора абсорбента в десорбере, а, следовательно, и дополнительно увеличить движущую силу процесса в зоне десорбера ниже дополнительного теплообменника-испарителя.

Очистка газов от оксидов азота

Абсорбция водой. При абсорбции диоксида азота водой в газовую фазу выделяется часть оксида азота, скорость окисления которого при низких концентрациях мала:



Для утилизации оксидов можно использовать разбавленные растворы пероксида водорода с получением азотной кислоты:



Основным фактором, определяющим экономику процесса, является расход пероксида водорода. Он приблизительно равен 6 кг на 1 т кислоты в сутки. Разработан процесс очистки газов водой и циркулирующей HNO_3 . Физическая абсорбция оксидов азота в азотной кислоте увеличивается с

ростом концентрации кислоты и парциального давления NO_x . Увеличение поверхности контакта способствует протеканию процесса, так как на границе раздела фаз идет реакция окисления NO в NO_2 . Для интенсификации процесса используют катализатор. Степень очистки может достигать 97%.

1.4. Теоретические основы процесса абсорбции

Абсорбцией называется перенос компонентов газовой смеси в объем соприкасающейся с ней конденсированной фазы. При абсорбции происходит избирательное поглощение одного или нескольких компонентов из газовой смеси жидкими поглотителями.

Вещество, которое содержится в газовой фазе и при абсорбции не переходит в жидкую фазу, называют газом-носителем, вещество, в котором происходит растворение абсорбируемых компонентов, называют растворителем (поглотителем или абсорбентом), вещество, которое содержится в газовой фазе и при абсорбции переходит в жидкую фазу, т.е. поглощаемый компонент, называют абсорбтивом, поглощаемое вещество в объеме поглотителя – абсорбатом. Абсорбат удерживаются в абсорбенте, равномерно распределяясь среди его молекул, вследствие растворения или химической реакции.

Процесс, завершающийся растворением абсорбата в поглотителе, называют физической абсорбцией. При физической абсорбции происходит

физическое растворение абсорбируемого компонента в растворителе, при этом молекулы абсорбента и молекулы абсорбтива не вступают между собой в химическое взаимодействие.

Иногда растворяющийся газ вступает в химическую реакцию непосредственно с самим растворителем. Процесс, сопровождающийся химической реакцией между поглощаемым компонентом и абсорбентом, называют химической абсорбцией (хемосорбция). При хемосорбции абсорбируемый компонент вступает в химическую реакцию с поглотителем, образуя новые химические соединения в жидкой фазе.

Абсорбция представляет процесс химической технологии, включающей массоперенос между газообразным компонентом и жидким растворителем, осуществляемый в аппарате для контактирования газа с жидкостью. Аппараты, в которых осуществляют процесс абсорбции, называют абсорберы. Абсорбция — наиболее распространенный процесс очистки газовых смесей во многих отраслях, например, в химической промышленности.

Абсорбцию широко применяют для очистки выбросов от сероводорода, других сернистых соединений, паров соляной, серной кислот, цианистых соединений, органических веществ (фенола, формальдегида и др.).

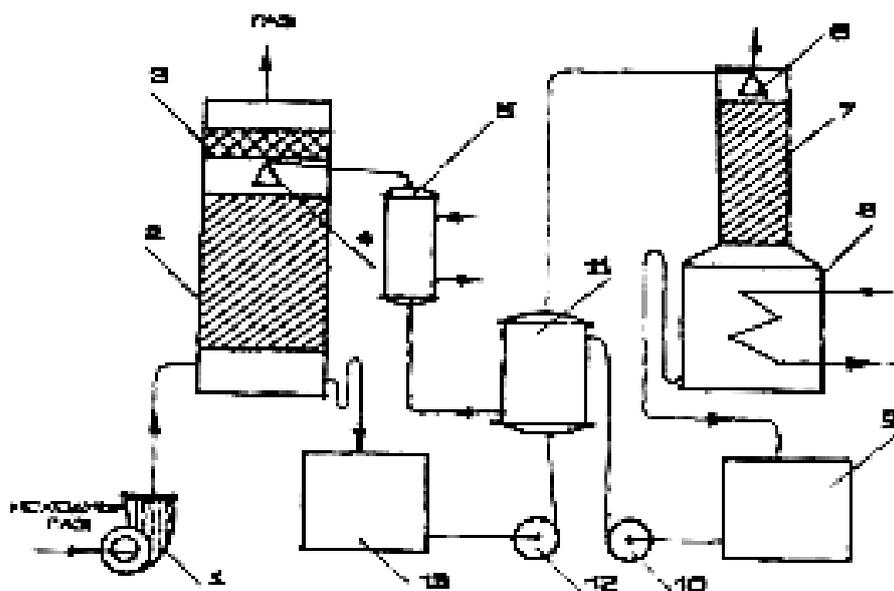


Рис. 1.2. Схема абсорбционной установки: 1 - вентилятор (газодувка); 2-абсорбер; 3-брызгоотбойник; 4,6-оросители; 5-холодильник; 7-десорбер; 8-

куб десорбера; 9,13-ёмкость для абсорбента; 10,12-насосы; 11-теплообменникрекуператор

Абсорбционная система может быть простой, в которой жидкость применяется только один раз и удаляется из системы без отделения абсорбированного загрязнения. В другом варианте загрязнение отделяют от абсорбирующей жидкости, выделяя её в чистом виде. Затем абсорбент вновь подают на стадию абсорбции, снова регенерируют и возвращают в систему. Регенерацию поглотителей проводят физическими методами: повышением температуры, снижением давления либо сочетанием указанных параметров.

Растворение газа в жидкости называют абсорбцией газа жидкостью. По своей природе и свойствам растворы газов в жидкости ничем не отличаются от других жидких растворов.

Влияние давления при не слишком высоких его значениях достаточно хорошо выражается законом Генри: при постоянной температуре растворимость газа в растворителе прямо пропорциональна давлению этого газа над раствором.

Как правило, растворение газов в воде происходит с выделением тепла и с уменьшением объема, поэтому в соответствии с принципом Ле Шателье при повышении температуры их растворимость снижается. Это иллюстрируют данные (табл. 1.6.) по содержанию (в нормальных литрах) некоторых газов в 1 л воды при 760 мм рт. ст.:

Таблица 1.6.

Газ	0°C	20°C	60°C	100°C
H ₂	0,021	0,018	0,016	0,016
CO ₂	1,713	0,88	0,36	-
NH ₃	1176	702	-	-

При хемосорбции в качестве абсорбента используют водные растворы солей, органические вещества и водные суспензии различных веществ. При использовании воды абсорбируемый газ должен достаточно хорошо растворяться в ней при данной температуре в системе газ-жидкость. Для

абсорбции газообразных загрязнителей с ограниченной растворимостью в воде, таких как SO_2 или бензол, необходимы очень большие количества воды. Вода обладает высокой эффективностью при удалении кислых растворимых газов, таких как HCl , HF и SiF_4 при использовании слабощелочной воды, для улавливания NH_3 подкисленной водой. Газы с меньшей растворимостью, например, SO_2 , Cl_2 и H_2S , легче абсорбируются не чистой водой, а щелочными растворами, в частности, разбавленным NaOH или водным раствором (суспензией) извести, т.е. в последнем случае более приемлема хемосорбция.

Нецелесообразно использовать воду для очистки выбросов с нерастворимыми в ней органическими примесями. Подобные загрязнители как правило хорошо поглощаются органическими жидкостями, среди которых могут использоваться как абсорбенты высококипящие вещества, такие как этаноламины и тяжелые предельные углеводороды (минеральные масла). Абсорбция органическим растворителем наиболее эффективна для удаления органических газообразных загрязнителей, поскольку в этом случае обеспечивается хорошая растворимость. В качестве органических жидких абсорбентов применяются диметиланилин, моно-, ди- и триэтаноламин, и метилдиэтаноламин. Использование таких абсорбентов ограничено системами, не содержащими твёрдых частиц, поскольку твердые вещества загрязняют органические жидкости.

В промышленности абсорбцию применяют для решения следующих основных задач:

- 1) для получения готового продукта; при этом десорбцию проводить не следует;
- 2) для выделения ценных компонентов из газовых смесей; при этом абсорбцию проводят в сочетании с десорбцией;
- 3) для очистки газовых выбросов от вредных примесей. Очистку газов от вредных примесей абсорбцией используют также при очистке технологических газов, когда присутствие примесей недопустимо для

дальнейшей переработки газа. В этих случаях извлекаемые из газовых смесей компоненты обычно используют, поэтому их выделяют десорбцией;

4) для осушки газов, когда в абсорбционных процессах участвуют две фазы - жидкая и газовая - и происходит переход вещества из газовой фазы в жидкую (при абсорбции) или наоборот, из жидкой фазы в газовую (при десорбции), причем инертный газ и поглотитель являются только носителями компонента соответственно в газовой и жидкой фазах и в этом смысле в массопереносе не участвуют.

1.5. Характеристика абсорбентов и принцип действия абсорберов

Абсорбенты - это искусственные или природные тела с развитой поверхностью, создаваемой капиллярами или кристаллической решеткой, которая хорошо поглощает (абсорбирует) вещества из газов и жидкостей. Абсорбционные свойства абсорбентов зависят от химического состава и физического состояния поверхности, от характера пористости и удельной поверхности (поверхности, приходящейся на 1 г вещества).

Промышленные абсорбенты, применяемые в непрерывных процессах очистки газовых потоков, должны удовлетворять ряду требований:

1. Обладать высокой поглотительной способностью. Это требование приводит к уменьшению расходования абсорбента, а, следовательно, к уменьшению расходов энергии на транспортировку жидкой фазы и на регенерацию абсорбента.

2. Обладать высокой селективностью по отношению к извлекаемому компоненту. Данное требование обеспечивает возможность более полного разделения смеси газа. При осуществлении процесса абсорбции парциальное

давление паров абсорбента должно быть невелико во избежание потерь поглотителя, в связи с чем необходимо выполнение третьего требования.

3. Иметь возможно меньшую летучесть.

4. Обладать хорошими кинетическими свойствами, что приводит к снижению высоты абсорбера.

5. Обладать хорошей способностью к регенерации. Легкая регенерация абсорбента приводит к сокращению времени регенерации и расходов теплоносителя. Абсорбент при этом должен иметь достаточно высокую температуру кипения, чтобы предотвратить потери его за счет испарения при проведении стадии регенерации. Температура кипения абсорбента должна быть выше 150 °С. В промышленной практике хорошо зарекомендовали себя абсорбенты, температура кипения которых равна 170 – 200 °С.

6. Обладать термохимической устойчивостью. От этого зависит продолжительность использования абсорбента в круговых процессах. Поэтому при выборе абсорбента необходимо учитывать даже медленно протекающие побочные реакции (взаимодействие с компонентами газового потока, гидролиз и др.) в условиях непрерывного чередования стадий абсорбции и регенерации абсорбента.

7. Не оказывать значительного коррозионного воздействия на аппаратуру.

8. Обладать нетоксичностью, огнестойкостью и взрывобезопасностью.

9. Иметь низкую стоимость и быть доступными в промышленных масштабах.

Абсорбер (от лат. *absorbeo* — поглощаю) — аппарат для поглощения газов, паров, для разделения газовой смеси на составные части растворением одного или нескольких компонентов этой смеси в жидкости, называемой абсорбентом (поглотителем). Абсорбер обычно представляет собой колонку с насадкой или тарелками, в нижнюю часть которой подается газ, а в верхнюю — жидкость; газ удаляется из абсорбера сверху, а жидкость — снизу.

Основные виды абсорберов:

1) Поверхностные

Сюда в свою очередь входят подвиды:

- поверхностные абсорберы (в них поверхность контакта двух фаз – это зеркало жидкости);
- пленочные абсорберы (в процессе участвует поверхность пленки жидкости);
- насадочные абсорберы (они имеют специальную насадку, по которой из тел разных форм (кусовой материал, кольца и т. д.) стекает жидкость.);
- пленочные механические абсорберы.

В целом, поверхность контакта для такого вида абсорберов определяется геометрическими параметрами поверхности элементов (к примеру, той же насадки), но во многих случаях бывает ей не равна.

2) Барботажные

В барботажных абсорберах поверхность контакта зависит от режима гидродинамики - (расходов жидкости и газа). В этом варианте поверхность контакта разрабатывается потоками газа, который распределяет жидкость в виде струек и пузырьков. Подобное движение газа называется барботажем, отсюда и пошло название самого прибора. Процесс происходит путем заполнения аппарата жидкостью и пропускания через нее газа. Такие опыты могут проводиться и в двух других разновидностях: насадочных абсорберах и барботажных абсорберах колонного типа, которые имеют специальные тарелки различного типа.

Сюда же входит вариант барботажных абсорберов, в которых жидкости перемешивают механическими мешалками.

3) Распыляющие

В этих абсорберах поверхность контакта так же, как у барботажных абсорберах, зависит от режима гидродинамики, но отличается способом образования: в этом случае жидкость в общей массе газа распыляется на мелкие капельки.

В свою очередь они тоже делятся на подвиды:

- Форсуночные (жидкость распыляется с помощью форсунок);
- Скоростные прямоточные (жидкость распыляется в токе движущегося с большой скоростью газа);
- Механические (жидкость распыляется с помощью вращающихся механических устройств).

Поверхностные абсорберы используются для поглощения хорошо растворимых газов и их компонентов с выделением большого количества теплоты, поскольку эти аппараты снабжены высокоэффективной системой ее отвода. В то же время эти аппараты применяются при невысоких нагрузках по газу, так как поверхность массопередачи у них недостаточно развита.

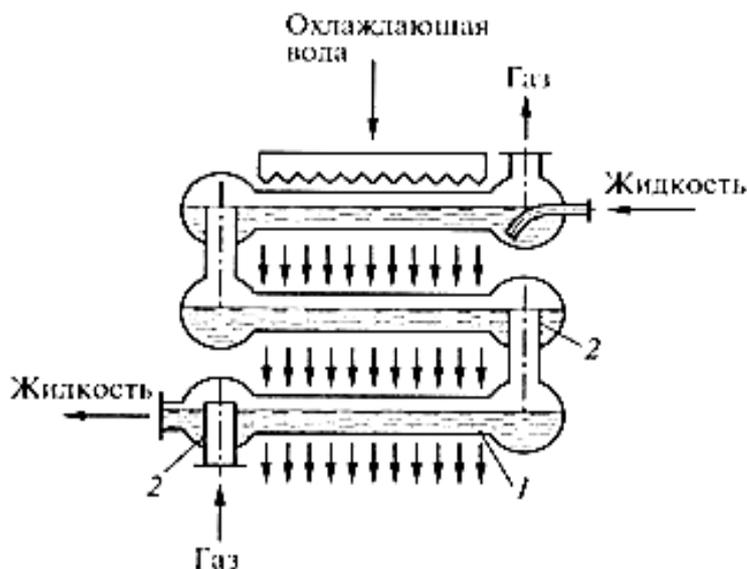


Рис 1.3. Схема оросительного поверхностного абсорбера:

1 – труба; 2- сливной порог

К аппаратам такого типа относится оросительный абсорбер (рис. 1.3.), состоящий из нескольких рядов горизонтальных труб 1, орошаемых снаружи водой. Необходимый уровень жидкости (абсорбента) в каждом элементе поддерживается с помощью сливного порога 2.

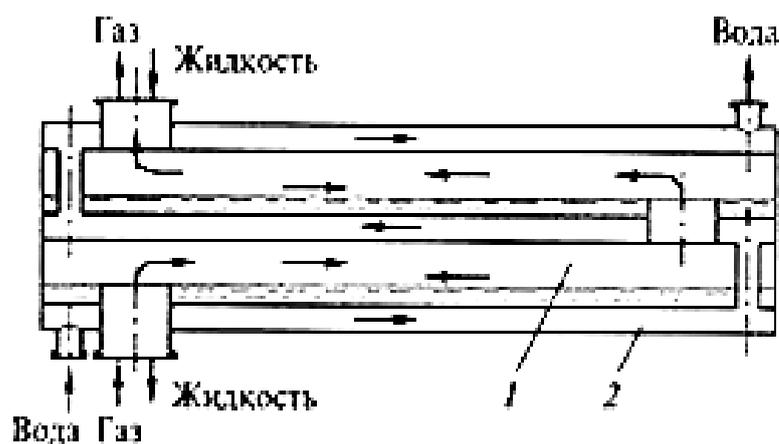


Рис. 1.4. Схема пластинчатого абсорбера:

1 – канал для движения противотоком газа и жидкости; 2 – канал для охлаждающей воды

Пластинчатый абсорбер (рис. 1.4.) состоит из двух систем каналов. По каналам большого сечения 1 движутся противотоком газ и жидкость (абсорбент), по каналам меньшего сечения 2 – охлаждающая вода.

Пластинчатые абсорберы могут быть изготовлены из графита, так как он хорошо проводит теплоту и является весьма стойким химически материалом.

Поверхностные абсорберы имеют ограниченное применение вследствие громоздкости и относительно малой эффективности.

В пленочных абсорберах газ контактирует с пленкой жидкости (абсорбента), стекающей по поверхностям различных конфигураций.

Трубчатый пленочный абсорбер (рис. 1.5.) по конструкции близок к вертикальному кожухотрубному теплообменнику. Жидкость (абсорбент) подается на верхнюю трубную решетку 1 и стекает по внутренней поверхности трубок 2 в виде пленки. Газ движется внутри трубок снизу-вверх (противоток). Охлаждающая вода подается в межтрубное пространство.

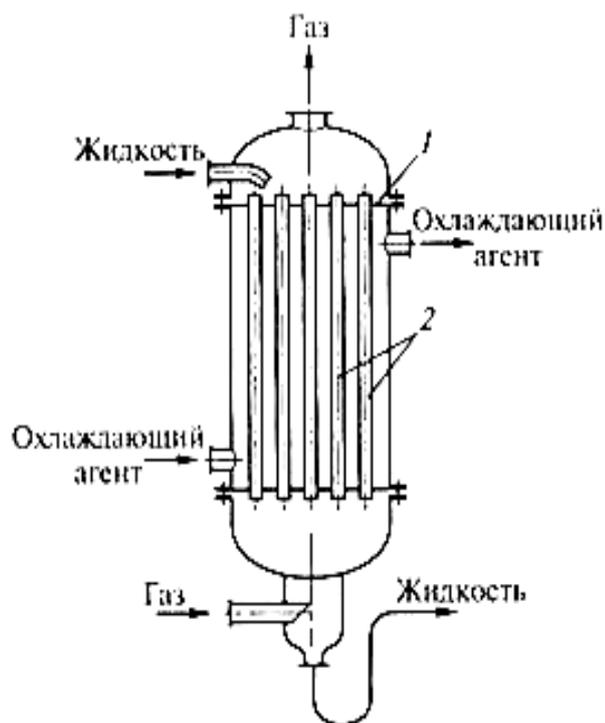


Рис. 1.5. Схема трубчатого пленочного абсорбера:

1 – трубная решётка; 2 - трубка

Абсорбер с листовой насадкой (рис. 1.6.) выполнен в виде колонного аппарата с насадкой из вертикальных листовых пластин 2, над которыми расположено распределительное устройство 1 для подачи жидкости (абсорбента), стекающей в виде пленки с обеих сторон каждой пластины. Газ движется противотоком движению пленки снизу-вверх. Однако в аппаратах таких конструкций отсутствует возможность отвода теплоты.

Достоинством этих аппаратов является низкое гидравлическое сопротивление, недостатком – небольшая удельная поверхность контакта фаз, приходящаяся на единицу объема абсорбционного аппарата.

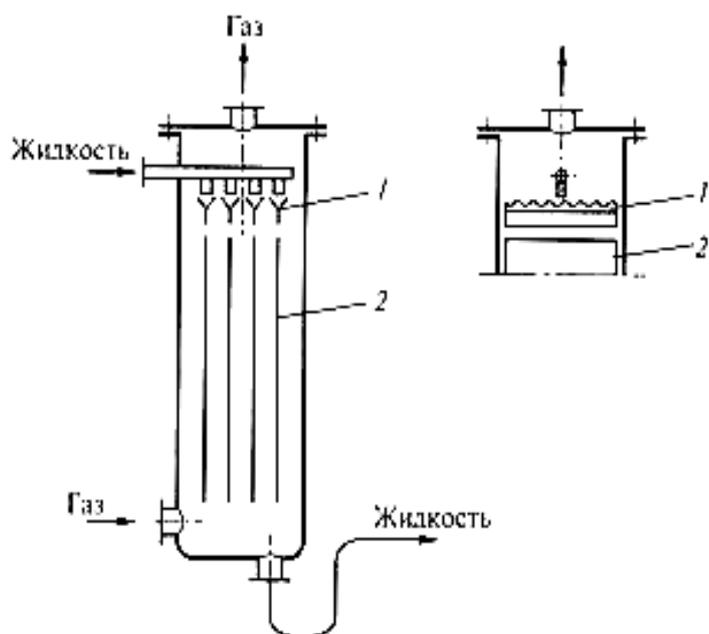


Рис 1.6. Схема пленочного абсорбера с плоскопараллельной листовой насадкой: 1 – распределительное устройство для подачи жидкости;
2 - пластина

Абсорбер с восходящей пленкой (рис. 1.7.) состоит из вертикальных труб 1, закрепленных в трубных решетках 2. Газ из камеры 3 проходит через патрубки 4, расположенные соосно трубам 1. Абсорбент поступает в трубы через щели 5.

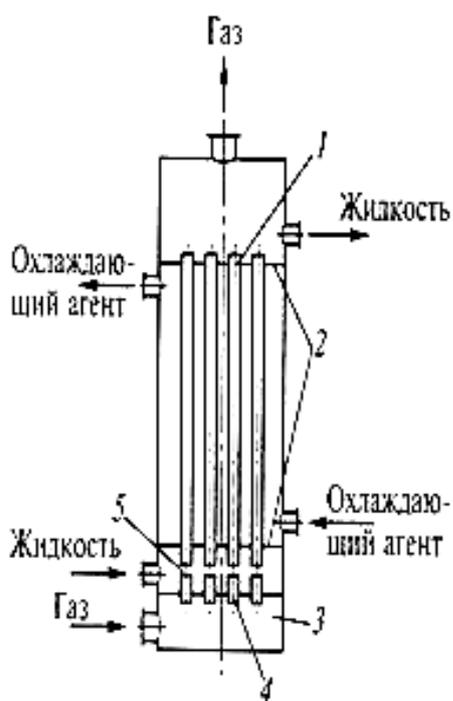


Рис. 1.7. Схема абсорбера с восходящей пленкой жидкости:

1 – труба; 2 - трубная решётка; 3 – камера; 4 – патрубок; 5 - щель

Движущийся с высокой скоростью газ увлекает жидкость в виде пленки в направлении своего движения (снизу-вверх), т. е. аппарат работает в режиме восходящего прямотока. По выходе из труб 1 жидкость сливается на верхнюю трубную решетку и выводится из абсорбера. Для отвода теплоты абсорбции по межтрубному пространству пропускают охлаждающий агент (воду). Для увеличения степени извлечения применяют абсорберы, состоящие из двух или более ступеней, каждая из которых работает по принципу прямотока, в то время как в аппарате в целом газ и жидкость движутся противотоком друг к другу. В аппаратах с восходящим движением пленки вследствие больших скоростей газового потока (до 30...40 м/с) достигаются высокие значения коэффициентов массопередачи, но, вместе с тем, гидравлическое сопротивление этих аппаратов относительно велико.

Насадочные абсорберы – колонные аппараты, заполненные насадками – твердыми телами различной формы (рис. 1.8.). Основным назначением насадки является распределение пленки жидкости по всей поверхности для создания развитой поверхности межфазового контакта.

Эффективная насадка должна отвечать следующим требованиям: обладать большой поверхностью в единице объема; хорошо смачиваться орошающей жидкостью; оказывать малое гидравлическое сопротивление газовому потоку; равномерно распределять орошающую жидкость; обладать химической стойкостью к воздействию жидкости и газа, контактирующих в аппарате; иметь малый удельный вес; обладать высокой механической прочностью; иметь низкую стоимость. Поскольку универсальной насадки не существует, выбор ее обуславливается конкретными условиями применения.

Насадочные аппараты отличаются простотой устройства, возможностью работы с агрессивными средами, созданием высокой удельной поверхности контакта фаз и коэффициентами массопередачи.

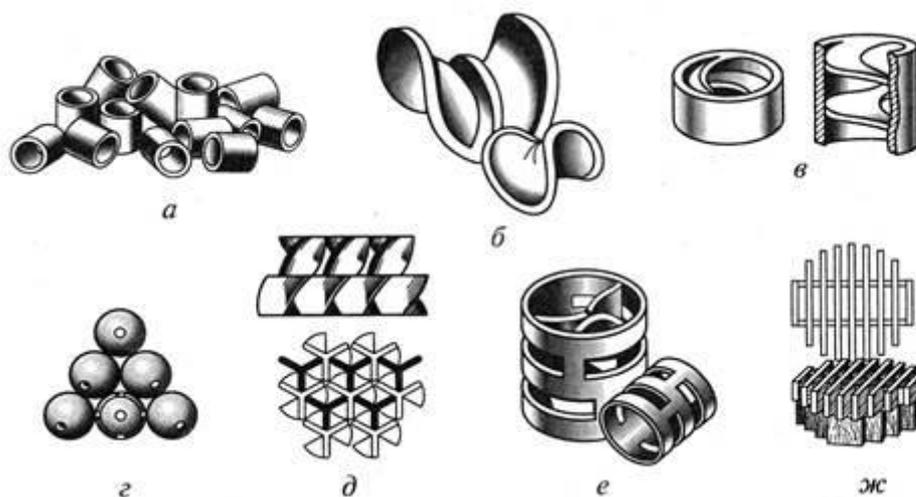


Рис. 1.8. Насадочные элементы: а – кольца Рашига; б – седла Берля; в – кольца с перегородками; г – шары; д – пропеллерная насадка; е – кольца Паля; ж – хордовая насадка

В насадочной колонне (рис. 1.9.) насадка 1 укладывается на опорные решетки 2, имеющие отверстия или щели для прохождения газа и стока жидкости, которая с помощью распределителя (разбрызгивателя) 4 равномерно орошает насадочные тела и стекает вниз. По всей высоте слоя паса и равномерное распределение жидкости по сечению колонны обычно не достигается, поскольку из-за разного гидравлического сопротивления насадки и влияния пристеночных эффектов, она имеет тенденцию растекаться от центральной части колонны к ее стенкам. Поэтому для улучшения смачивания насадки в колоннах большого диаметра насадку иногда укладывают слоями (секциями) высотой 2 ... 3 м и под каждой секцией, кроме нижней, устанавливают перераспределители жидкости 3.

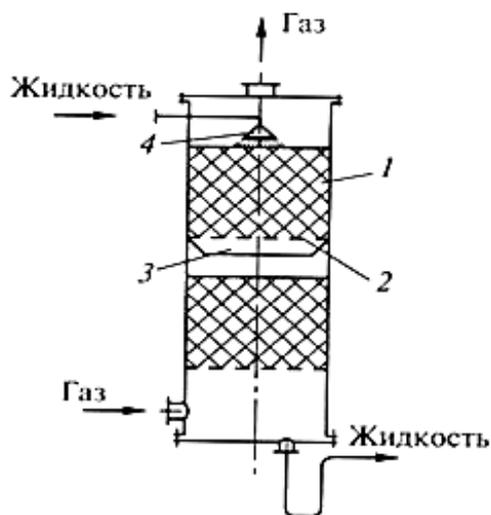


Рис. 1.9. Схема насадочного абсорбера: 1 – насадка; 2 – опорная решётка; 3 – перераспределитель жидкости; 4 - разбрызгиватель

В зависимости от скорости подаваемого в насадочную колонну газа (расход жидкости при этом постоянен), различают несколько гидродинамических режимов ее работы, которые могут быть наглядно представлены гидравлическим сопротивлением орошаемой насадки.

I. Пленочный режим характеризуется тем, что практически вся жидкость стекает по поверхности насадки в виде пленки. Наблюдается при небольших плотностях орошения и низких скоростях газа. Режим заканчивается в точке А.

II. Подвисяние характеризуется увеличением сил трения газа о жидкость на поверхности соприкосновения фаз. В результате спокойное течение пленки нарушается – появляются завихрения, брызги. Это способствует увеличению поверхности контакта и интенсивности массообмена. Режим заканчивается в точке В.

III. Эмульгирование характеризуется накоплением жидкости в свободном объеме насадки. Накопление жидкости происходит до тех пор, пока сила трения между стекающей жидкостью и поднимающимся по колонне газом не уравнивает силу тяжести жидкости, находящейся в насадке. При этом наступает обращение (или инверсия) фаз (жидкость

становится сплошной фазой, а газ – дисперсной). Гидравлическое сопротивление колонны резко возрастает (отрезок ВС). Наступает «захлебывание» колонны.

Фиктивная скорость газа, соответствующая скорости захлебывания $w_{\text{захл}}$, описывается уравнением

$$\lg \left(\frac{w_{\text{захл}}^2 \sigma \rho_{\text{г}}}{g S_{\text{св}}^3 \rho_{\text{ж}} \mu^{0,16}} \right) = 0,022 - 1,75 \left(\frac{L}{G} \right)^{0,25} \left(\frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{ж}}} \right)^{0,125},$$

где $S_{\text{св}}$ – свободное сечение насадки, $\text{м}^2/\text{м}^2$; σ – удельная поверхность насадки, $\text{м}^2/\text{м}^3$; L и G – расходы жидкости и газа, $\text{кг}/\text{с}$; $\rho_{\text{г}}$, $\rho_{\text{ж}}$ – плотность газа и жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\mu = \mu_{\text{ж}}/\mu_{\text{в}}$ – отношение динамической вязкости жидкости к динамической вязкости воды.

Из уравнения следует, что с увеличением плотности орошения снижается предельная скорость газа. В точке инверсии фаз скорость газа уменьшается также с увеличением вязкости жидкости и снижением ее плотности. При одинаковых расходах газа и жидкости скорость газа, соответствующая точке инверсии, выше для более крупной насадки.

IV. Унос жидкости газовым потоком. На практике не используется.

Режим эмульгирования соответствует максимальной эффективности насадочных колонн, прежде всего путем увеличения поверхности контакта фаз, которая в этом случае определяется не только геометрической поверхностью насадки, а суммарной поверхностью пузырьков и струй газа в жидкости, заполняющей весь свободный объем насадки. Однако при работе колонны в таком режиме ее гидравлическое сопротивление относительно велико.

В режимах подвисяния и эмульгирования целесообразно работать, если повышение гидравлического сопротивления не имеет существенного значения (например, в процессах абсорбции, проводимых при повышенных давлениях). Для абсорберов, работающих при атмосферном давлении, гидравлическое сопротивление может оказаться недопустимо большим, что вызовет необходимость работать в пленочном режиме.

Недостатком насадочных колонн является то, что они малопригодны при работе с загрязненными жидкостями, а в случае малых количеств орошающей жидкости не достигается полная смачиваемость насадки. Кроме того, в насадочных колоннах затруднен отвод теплоты, выделяющейся при поглощении газа.

Барботажные абсорберы – аппараты, в которых поверхность контакта между жидкостью и газом образуется в результате дробления газа на струи и пузырьки, барботирующие через слой жидкости. Такие режимы осуществляются в тарельчатых колоннах с колпачковыми, ситчатыми и провальными тарелками.

Основной особенностью тарельчатых колонн является ступенчатый характер осуществляемых в них процессов, так как газ и жидкость последовательно вступают в контакт на отдельных стадиях (тарелках) аппарата.

Колонны с колпачковыми тарелками (рис. 1.10.). В колпачковых тарелках газ барботирует через жидкость, выходя из прорезей колпачков, расположенных на каждой тарелке. В прорезях газ дробится на мелкие струйки, которые по выходе из прорези поднимаются вверх и, проходя через слой жидкости на тарелке, сливаются друг с другом.

В колоннах с колпачковыми тарелками находятся тарелки 1 с патрубками 2, закрытые сверху колпачками 3 (число колпачков на тарелке определяется ее конструкцией). Нижние края колпачков снабжены зубцами или прорезями в виде узких вертикальных щелей. Жидкость перетекает с тарелки на тарелку через переливные трубы 4. Уровень жидкости на тарелке соответствует высоте, на которую верхние концы переливных труб выступают над тарелкой. Чтобы жидкость перетекала только по переливным трубам, а не через патрубки 2, верхние концы патрубков должны быть выше уровня жидкости. Нижние края колпачков погружены в жидкость так, чтобы уровень жидкости был выше верха прорезей.

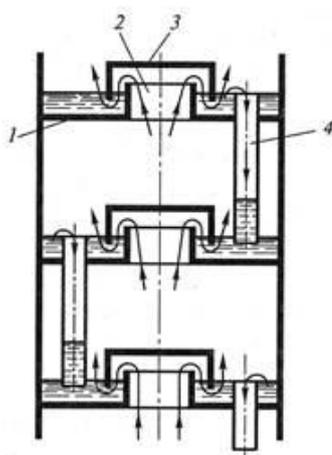


Рис. 1.10. Схема колонны с колпачковыми тарелками:

1 – тарелка; 2 – патрубок; 3 – колпачок; 4 – переливная труба

Газ проходит по патрубкам 2 в пространство под колпачками и, выходя через отверстия между зубцами или через прорези в колпачках, барботирует через слой жидкости.

Чтобы газ не попадал в переливные трубы и не препятствовал таким образом нормальному перетоку жидкости с тарелки на тарелку, нижние концы переливных труб опущены ниже уровня жидкости.

Благодаря этому создается гидрозатвор, предотвращающий прохождение газа через переливные трубы.

По конструкции различают круглые колпачки (рис. 1.11, а) и прямоугольные колпачки (рис. 1.11, б). Круглые колпачки имеют диаметр 80...

100 мм, при работе с загрязненными жидкостями – до 200 ...300 мм. Ширина прямоугольных (туннельных) колпачков 70...150 мм.

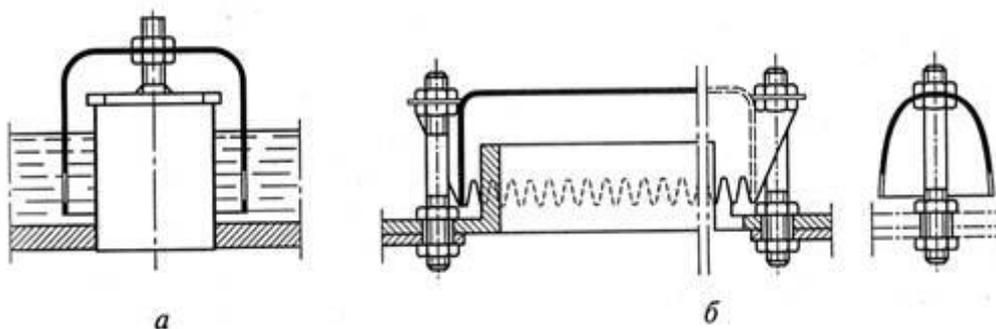


Рис. 1.11. Устройства колпачков:

а – круглого; б - прямоугольного

Колонны с ситчатыми тарелками (рис. 1.12.). Ситчатые тарелки имеют отверстия 1 диаметром 2... 5 мм. Газ проходит через отверстия и барботирует слой жидкости на тарелке. При нормальной работе колонны жидкость не протекает через отверстия, так как она поддерживается снизу давлением газа. Высота слоя жидкости на тарелке составляет 25 ... 30 мм и определяется положением верхних концов переливных труб 2.

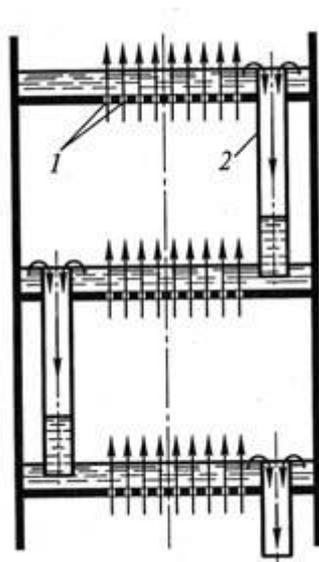


Рис. 1.12. Схема колонны с ситчатыми тарелками:

1 – отверстия; 2 – переливная труба

Ситчатые колонны отличаются простотой устройства и высокой эффективностью. Основной их недостаток заключается в том, что они удовлетворительно работают лишь в ограниченном диапазоне нагрузок. При малых нагрузках, когда скорость газа мала, жидкость протекает через отверстия, и работа колонны нарушается. При больших нагрузках гидравлическое сопротивление тарелки сильно возрастает, причем наблюдается значительный унос жидкости. Другой недостаток ситчатых колонн состоит в том, что отверстия в тарелках могут легко забиваться.

Дырчатые провальные тарелки по устройству аналогичны ситчатым тарелкам и отличаются от них лишь отсутствием переливных труб и большим диаметром отверстий (5 ... 8 мм). На тарелке такой конструкции одновременно происходит барботаж газа и пара через слой жидкости и частичное «проваливание» жидкости.

Газ (пар) движется снизу-вверх только через часть отверстий или щелей пульсирующим потоком, жидкость стекает с тарелки на тарелку в местах максимального гидростатического давления.

Решетчатые тарелки (рис. 1.13, а) имеют отверстия в виде фрезерованных щелей 1 шириной 2... 3 мм. Иногда тарелки собирают из полос, поставленных на ребро.

Трубчато-решетчатые тарелки являются разновидностью решетчатых тарелок. Решетку образует труба 2, изогнутая в плоскую спираль (рис. 1.13, б). По трубам пропускают охлаждающий агент для отвода теплоты, выделяющейся при абсорбции. Не занятую трубами площадь тарелки перекрывают перфорированным листом 3, живое сечение которого близко к живому сечению решетчатой части тарелки.

Благодаря отсутствию переливных устройств, провальные тарелки проще тарелок других типов.

Преимуществами барботажных абсорберов являются хороший контакт между фазами и возможность работы при любом, в том числе при низком, расходе жидкости. В барботажных абсорберах может быть осуществлен отвод теплоты. Для этого на тарелках устанавливают змеевики, по которым протекает охлаждающий агент, либо применяют выносные холодильники, через которые проходит жидкость, поступающая с вышележащей тарелки на нижележащую. Барботажные абсорберы по сравнению с насадочными более пригодны для работы с загрязненными средами.

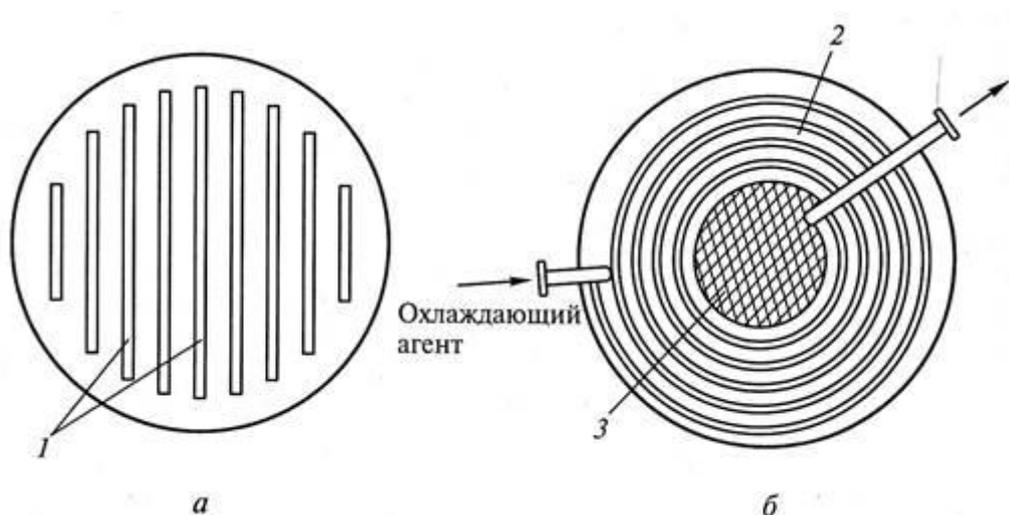


Рис 1.13. Схемы решётчатой (а) и трубчато-решётчатой (б) тарелок:

1 – щели; 2 – труба; 3 – перфорированный лист

Основные недостатки барботажных абсорберов – сложность конструкции и высокое гидравлическое сопротивление, связанное при пропускании больших количеств газа со значительными затратами энергии на перемещение газа через аппарат. Поэтому барботажные абсорберы применяют преимущественно в тех случаях, когда абсорбция ведется под повышенным давлением, так как при этом высокое гидравлическое сопротивление несущественно.

В распиливающих абсорберах поверхность соприкосновения фаз создается путем распыления жидкости в массу газа на мелкие капли. Такие абсорберы изготавливаются обычно в виде колонн, в которых распыление жидкости производится сверху, а газ движется снизу-вверх. Применяются они главным образом для поглощения хорошо растворимых газов.

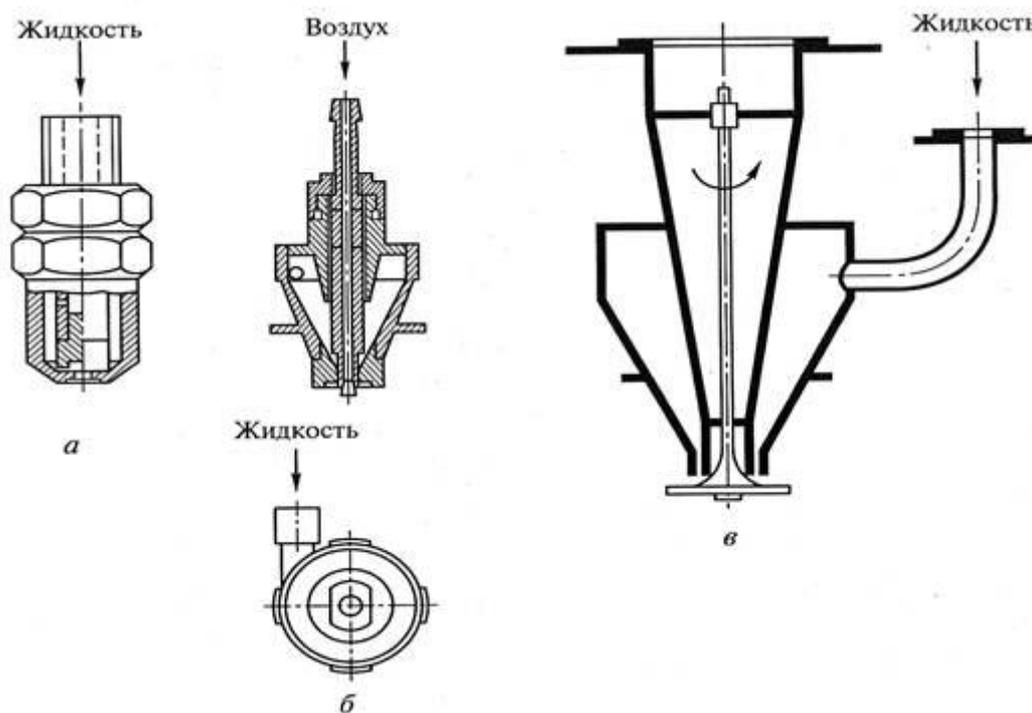


Рис. 1.14. Форсунки и распылители:

а – механическая форсунка; б – пневматическая форсунка; в – центробежный распылитель

Общая поверхность капель возрастает с увеличением плотности орошения и с уменьшением их размера и скорости движения. Поэтому для эффективной работы абсорбера большая плотность орошения имеет решающее значение.

Распыление жидкости в абсорберах производят механическими и пневматическими форсунками, а также центробежными распылителями.

Механические форсунки (рис. 1.14, а) распыливают жидкость при избыточном давлении 0,2 ...20,0 МПа и дают мелкий распыл (размер капель 50 мкм и менее), но легко засоряются и непригодны для распыливания суспензий, загрязненных и вязких жидкостей.

Пневматические форсунки (рис. 1.14, б) работают под действием сжатого воздуха или пара под избыточным давлением до 0,5 МПа, пригодны для распыливания жидкостей с высокой вязкостью (например, масел). Расход воздуха составляет 0,3... 0,75 м³/дм³ распыленной воды.

Центробежные распылители (рис. 1.14, в) изготавливают в виде турбинок или дисков, вращающихся с большой скоростью, на которые подводится (вблизи оси) жидкость. Частота вращения дисков составляет 4000 ... 50 000 об/мин.

Диски в отличие от форсунок могут распыливать суспензии и загрязненные жидкости.

Преимуществами распыливающих абсорберов являются их простота и дешевизна, низкое гидравлическое сопротивление и возможность использования при абсорбции газов, сильно загрязненных механическими примесями.

К их недостаткам относятся трудность применения загрязненных жидкостей в качестве поглотителей, необходимость затрат энергии на распыление жидкости и применение больших плотностей орошения, а также трудность регулирования количества подаваемой жидкости.

Один и тот же аппарат может оказаться в разных группах, это обычно определяют условия его работы. (К примеру, насадочные абсорберы способны работать как в барботажном, так и в пленочных режимах.)

Диаметр, высоту и прочие параметры абсорбера определяют с помощью расчетов, исходя из степени извлекаемого компонента, производительности и прочих условий задач. Для подобных подсчетов понадобятся сведения по кинетике и статике процесса.

Из всех существующих аппаратов сегодня самое широкое распространение получили барботажные тарельчатые и насадочные абсорберы.

Выбирая подходящий абсорбер, в каждом индивидуальном случае следует исходить из химических и физических факторов проведения процесса, обязательно учитывая и все экономические и технические моменты.

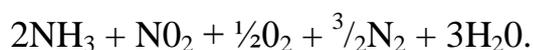
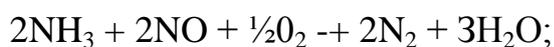
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Описание метода селективного каталитического восстановления (СКВ)

В мировой практике проблеме очистки топочных газов уделяется большое внимание и разрабатывается несколько направлений. Однако наиболее перспективен «сухой» (без стадии промывки) способ, так как он прост и отличается более низкой стоимостью. Введение стадии абсорбции оксидов растворами резко усложняет технологию вследствие необходимости очистки сточных вод. Селективное каталитическое восстановление основано на реакции восстановления оксидов азота аммиаком на поверхности гетерогенного катализатора в присутствии кислорода. Термин «селективный» в данном случае отражает предпочтительное протекание каталитической

реакции аммиака с оксидами азота по сравнению с кислородом. В то же время кислород является реагентом в каталитической реакции.

Метод СКВ применим в первую очередь к топочным газам в условиях полного сгорания содержание кислорода в них более 1 % и отходящий газ подвергается химической реакции в окислительных условиях. Ранее описанный процесс некаталитического восстановления (НКВ) применим к топочным газам с высоким процентным содержанием исходного топлива, т. е. когда обеспечиваются восстанавливающие свойства газового потока. Процесс СКВ может быть представлен следующими брутто-уравнениями:



Реакция является основной, так как оксид азота NO составляет обычно около 95 % в сумме оксидов азота. В соответствии с этими уравнениями с теоретической точки зрения достаточно стехиометрического количества аммиака относительно оксидов азота для перевода их в экономически чистые продукты — молекулярный азот (N_2) и H_2O . При мольном отношении NH_3 : $\text{NO}_x = 1:1$ восстанавливается 80—90 % оксидов азота, и в отходящем газе содержание аммиака не превышает 20 млн-1. Метод СКВ используется в широком масштабе для очистки газов городских и промышленных котельных, работающих на газе и нефти. В США и Канаде разновидность метода селективного каталитического восстановления широко используется для очистки хвостовых газов заводов по производству азотной кислоты и других химических производств. В настоящее время в США разрабатывается ряд процессов, призванных наглядно продемонстрировать эффективность метода СКВ для очистки топочных газов при использовании всех типов топлива — газ, уголь, нефть. Эффективность метода СКВ определяется параметрами:

- 1) система сжигания — вид топлива;
- 2) состав катализатора;
- 3) активность катализатора, его селективность и время действия;

- 4) форма катализатора, конфигурация каталитического реактора;
- 5) отношение NH_3 : NO_x и концентрация NO_x ;
- 6) температура каталитического реактора;
- 7) скорость газового потока.

Метод СКВ предусматривает наличие катализатора, каталитического реактора, емкости для хранения аммиака и систему его подачи в газовый поток. Большое сопротивление каталитического реактора приводит к падению давления потока; для его компенсации предусматривается система вентиляторов.

Наиболее эффективно каталитическое восстановление происходит в области 300—450 °С. Для обеспечения именно такой температуры газового потока каталитический реактор располагают между экономайзером котла и теплообменником для подогрева входящего воздуха. Общепринятая схема приведена на рис. 2.1. От конструкции реактора и типа катализатора зависит качество всего процесса восстановления, что требует детального обсуждения. Большинство катализаторов формируется на основе диоксида титана (TiO_2) и пентоксида ванадия (V_2O_5). Диоксид титана — удобный носитель и не отравляется SO_3 . Пентоксид ванадия промотирует реакцию взаимодействия аммиака и оксидов азота и мало чувствителен к действию SO_2 . Композиция катализатора и соотношение составных частей защищены в большинстве случаев патентами.

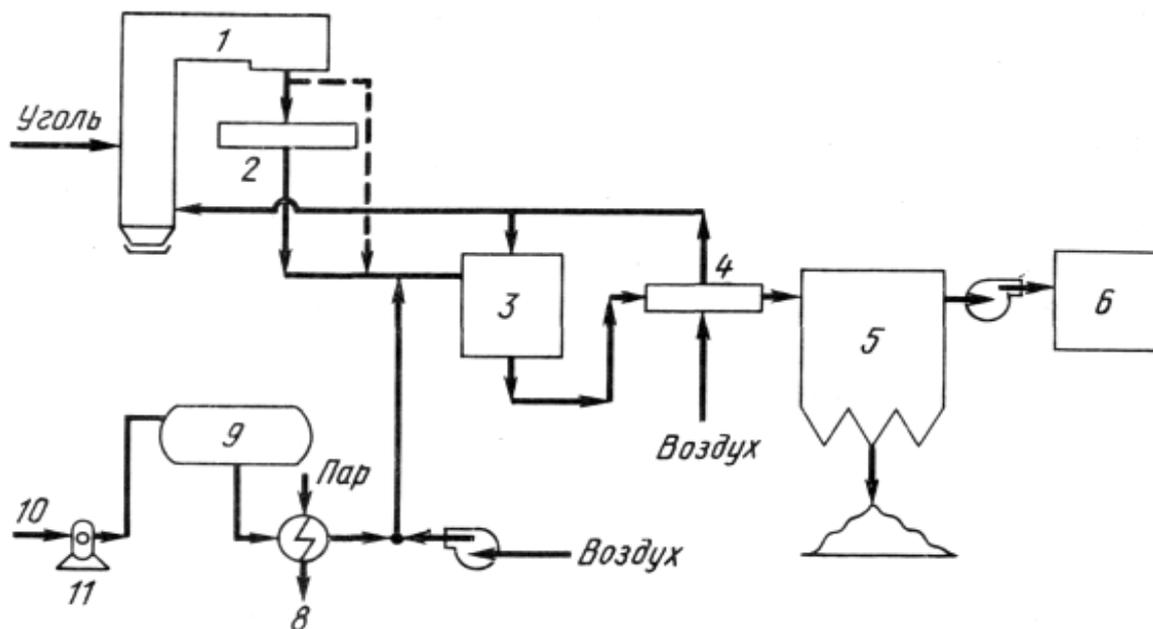


Рис. 2.1. Схема процесса селективного каталитического восстановления: 1 — топка котла; 2 — экономайзер; 3 — реактор; 4 — теплообменник для нагрева воздуха; 5 — электрофильтр; 6 — блок обессеривания топочного газа; 7 — дымовая труба; 8 — испаритель аммиака; 9 — емкость для хранения аммиака; 10 — выгрузка аммиака с железной дороги или автотранспорта; 11 — компрессор

Тип реактора и структура катализатора могут изменяться в широких пределах, однако основным фактором при конструировании является содержание мелкодисперсных частиц в топочном газе. Для котельных на газе катализатор используют в виде сферических шариков, колец или цилиндров, расположенных слоем на сетчатом поддоне. Для котельных, использующих в качестве топлива нефть или уголь, характерно большое содержание золы в потоке топочного газа. В этом случае предпочтительны системы с параллельным газовым потоком в каталитической зоне. В этих устройствах топочный дым проходит по открытым каналам, стенки которых параллельны поверхности катализатора. Мелкие частицы остаются в турбулентном потоке, в то время как оксиды азота вступают в каталитическую реакцию с поверхностью катализатора в результате турбулентности и диффузии.

Разновидностью данного типа являются устройства, в которых катализатор удерживается в стенках каналов с помощью специальных сеток или экранов.

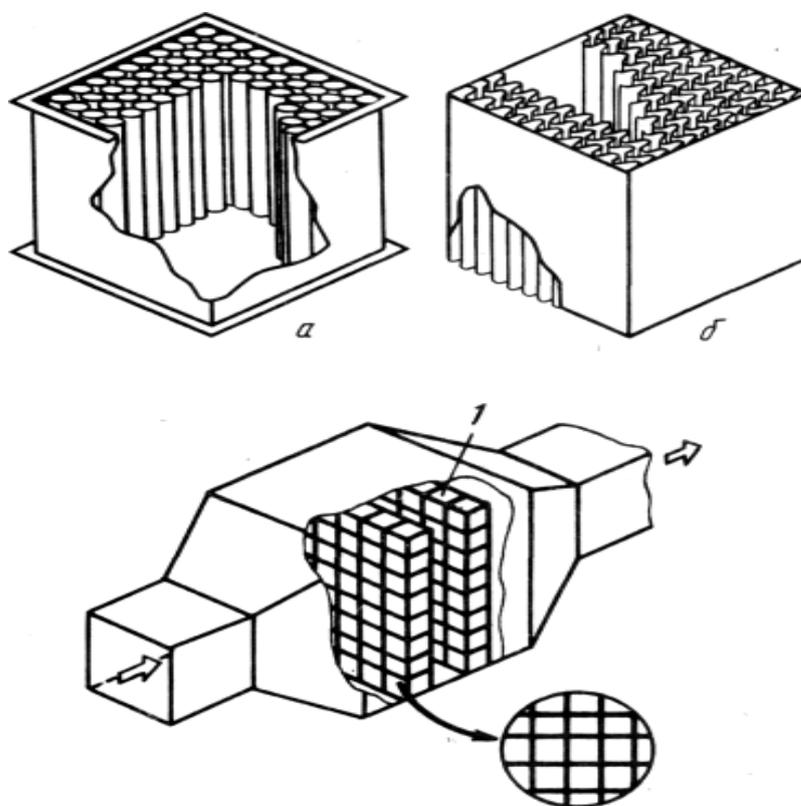


Рис. 2.2. Конструкция сменных блоков реактора СКВ :

а — трубчатая конфигурация; б — сотовая, с использованием гофрированных металлических пластин.

Катализатор может быть порошкообразным материалом различной дисперсности или закрепляться на поверхности металлических или керамических носителей. Для удобства изготавливают блоки объемом 1 м^3 (рис. 2.2), которые послойно соединяют в реакторе.

Несмотря на большую работу по совершенствованию реактора и типа катализаторов, некоторые вопросы требуют дальнейшей доработки. Не во всех случаях можно предотвратить отравление катализатора ядами, присутствующими в топочном газе, и предотвратить осаждение крупных частиц золы и сажи на каталитической поверхности. Мелкие частицы размером $<1 \text{ мкм}$ могут закрывать каталитические центры на поверхности

носителя. Особенно важно продлить время работы катализатора и сохранность реактора без закупорки каналов при использовании в качестве топлива угля. Необходимо увеличить продолжительность работы катализатора с 1 до 2 лет при наличии в топочном дыме оксидов серы и сажи.

В методе СКВ эффективность восстановления определяется скоростью потока, мольным отношением аммиака: оксиды азота и температурой при мольном отношении, равном 1; обычно восстанавливается более 90 % оксидов, содержащихся в исходном. В случае большого отношения степень восстановления увеличивается при одновременном нежелательном увеличении в атмосферу аммиака.

Основной недостаток метода СКВ — образование и осаждение на стенках технологического оборудования твердого сульфата аммония и расплава бисульфата аммония при выходе из каталитического реактора. Эти соединения — $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ и NH_4SO_4 образуются по реакции вводимого аммиака с SO_3 , который получается при сгорании высокосернистых топлив. Особенно трудно избежать осаждения солей в воздушном теплообменнике. Наиболее острой эта проблема является для технологических линий с использованием устройств электростатической очистки топочного газа перед его подачей в каталитический реактор и далее в воздушный теплообменник, когда в качестве топлива применяются нефть и уголь с высоким содержанием серы. Вероятно, частицы золы в турбулентном газовом потоке способствуют механической очистке стенок от солей или аммонийные соли конденсируются на мелкодисперсных частицах и в таком виде выносятся с потоком из теплообменника. Тем не менее в большинстве случаев необходимо предусматривать способы очистки от копоти горячих и холодных внутренних поверхностей оборудования и промывку теплообменника водой для растворения солей. Воду после промывки, как и сточные воды из блока десульфуризации газового потока (ДГП), необходимо очищать от аммиака перед сбросом. В настоящее время разработаны

специальные конструкции теплообменников, не допускающие конденсации солей, однако они не введены в практику.

Другими проблемами являются: выбросы в атмосферу аммиака и его соединений, а также иных нежелательных продуктов, например SO_3 , необходимость использования дополнительных устройств для очистки потока — блок обессеривания и др., отсутствие надежной аппаратуры для определения количества аммиака в отходящем газе, чувствительность каталитического процесса к температурному режиму и связанные с этим ограничения в загрузке топлива, замена и дезактивация катализатора удобными с точки зрения охраны окружающей среды методами, надежность устройств очистки и их экономическая целесообразность.

Несмотря на это, метод СКВ успешно используют для очистки газов котельных, работающих на нефти и газе; в стадии проектирования находится ряд сжигающих устройств на угле. При необходимости восстановить 80 % или более оксидов азота в топочном газе метод СКВ является единственно возможным. Кроме того, метод предполагает совершенствование; его можно успешно сочетать с методами совершенствования системы сжигания для снижения количества оксидов азота.

2.2. Описание схемы узла поглощения NH_3 из отходящих газов серной кислотой

На практике в схемах с жидкостным рециклом инертные газы чаще всего выводят из системы в узле дистилляции I ступени — из зоны конденсации возвратного NH_3 . Как известно, поток отходящих газов в этом случае представляет собой смесь горючих компонентов (H_2 , CH_4 , CO и др.), O_2 , N_2 и NH_3 , причем после поглощения NH_3 водой под давлением дистилляции I ступени смесь становится потенциально взрывоопасной. Некоторые приемы осуществления безопасного выведения инертных газов из указанной зоны, в том числе используемые на практике, уже излагались выше.

Чтобы уменьшить содержание NH_3 в газовом потоке после конденсаторов возвратного аммиака, охлаждаемых оборотной водой, газовую смесь дополнительно охлаждают за счет косвенного или прямого контакта с жидким аммиаком. В некоторых действующих цехах карбамида абсорбцию NH_3 из смеси с инертными газами осуществляют при давлении, близком к атмосферному. Применительно к этому процессу исследованы взрывобезопасные режимы эксплуатации оборудования.

Предложенный специалистами метод поглощения NH_3 формальдегидом наряду с очисткой газовых выбросов предусматривает получение удобрения с хорошими физико-химическими свойствами. Способ очистки газов от NH_3 формальдегидсодержащими газами и йодным раствором формальдегида (10—35% формалином) по реакции $4 \text{NH}_3 + 6 \text{CH}_2\text{O} \rightarrow \text{C}_6\text{H}_{12}\text{N}_4 + 6 \text{H}_2\text{O}$ был изучен в лабораторных условиях. Установлено, что указанная выше реакция образования уротропина протекает практически мгновенно; при этом происходит полное поглощение NH_3 из газа. По мнению авторов, завершающий этап процесса — переработка полученного раствора уротропина — возможен в двух вариантах. Первый вариант предполагает упаривание раствора с получением товарного уротропина. По второму варианту раствор

уротропина подвергают термическому и кислотному разложению с выделением газообразного формальдегида, повторно используемого в процессе, и аммиака или его солей в зависимости от технологических нужд производства.

Как уже отмечалось, наиболее простое и эффективное средство тонкой очистки отходящих газов от примеси аммиака — кислотная промывка. Использование этого прогрессивного метода сдерживалось тем, что не везде имеются соответствующие условия для утилизации образующегося раствора $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ в смежных производствах, тогда как включение в технологический цикл агрегата синтеза карбамида узла выделения $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ из водного раствора в товарном твердом виде (в том числе складирование, расфасовка и отгрузка) привело бы к существенному усложнению и удорожанию метода. В настоящее время появились возможности применения простого и доступного средства утилизации раствора $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ в связи с положительными результатами промышленных опытов по введению в гранулированный карбамид сульфатной добавки. Это обстоятельство служит предпосылкой для широкого применения метода кислотной промывки отходящих газов, практически полностью исключая выбросы аммиака в окружающую среду. Внедряемая в действующих цехах технологическая схема (рис. 2.3) предусматривает нейтрализацию NH_3 в скрубберах распылительного (или насадочного) типа.

Однако, сульфатная добавка несколько снижает содержание азота в удобрении, и поэтому рассматриваемый способ применим при условии, что концентрация добавки не превысит 2%. Между тем, в зоне нейтрализации аммиака может возникнуть избыток $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ сверх требуемого количества. В таких случаях целесообразна предварительная абсорбция NH_3 водой. В качестве средства интенсификации процесса абсорбции значительный интерес представляют жидкогазовые инжекторы. Они позволяют существенно увеличить скорости движения взаимодействующих потоков по сравнению с соответствующими характеристиками насадочных

и тарельчатых аппаратов. В связи с этим на пилотной установке были проведены опыты по водной абсорбции NH_3 в жидкогазовом инжекторе. Расход рабочей жидкости изменялся от 0,15 до 1 м³/ч, давление — в пределах 0,1—1,0 МПа. Газовую смесь с содержанием NH_3 3—5% (об.) получали, смешивая 100% NH_3 из баллона с воздухом, подаваемым вентилятором. Расход воздуха изменялся от 100 до 500 м³/ч, коэффициент инжекции Кипж составлял 100—1000.

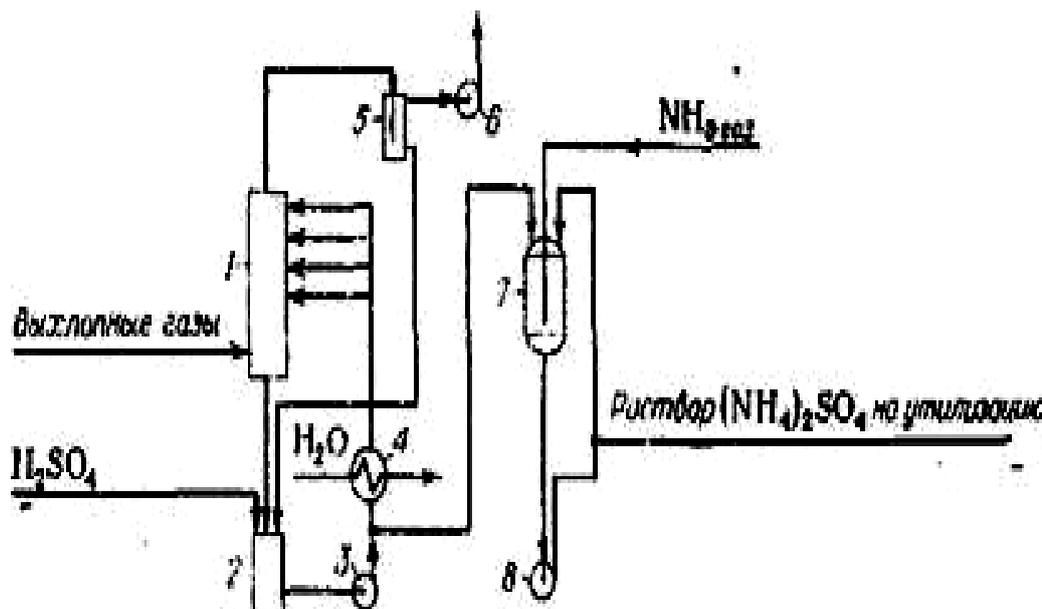


Рис. 2.3. Схема узла поглощения NH_3 из отходящих газов серной кислотой:

1 — скруббер-нейтрализатор; 2 — сборник раствора $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$; 3, 8 — насосы для раствора $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$; 4 — холодильник; 5 — брызгоотделитель; 6 — вентилятор; 7 — донейтрализатор.

В результате опытов было установлено, что:

1) процесс поглощения NH_3 из газовой смеси водой в основном протекает в инжекционной зоне аппарата (эффективность абсорбции в свободном факеле составляла 96—98%);

2) степень поглощения NH_3 (η , %) существенно зависит от $1/C_{\text{инж}}$: при $K_{\text{ниж}} = 1000 \text{ т} = 46\%$; при 96,9%;

3) применение жидкогазовых инжекторов в качестве скрубберных аппаратов наиболее эффективно в случае, когда диффузионное сопротивление процесса сосредоточено в газовой фазе;

4) при абсорбции NH_3 водой имеется значительное сопротивление жидкой фазы, которое возрастает с ростом концентрации растворенного NH_3 .

Из полученных экспериментальных данных следует, что предварительное инжекционное поглощение водой NH_3 из отходящих газов независимо от начальной концентрации NH_3 в газе позволит обеспечить регламентированную норму сульфатной добавки в товарном продукте и, наряду с этим, исключить выбросы NH_3 в атмосферу.

Для всех рассмотренных выше способов характерно стремление к утилизации NH_3 при очистке отходящих газов. Но в принципе возможен и другой путь — расщепление NH_3 на элементы.

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Расчёт противоточного абсорбера поглощения аммиака H_2SO_4

Рассчитать противоточный абсорбер для поглощения NH_3 из газовой смеси раствором серной кислоты. Концентрация NH_3 в газовой смеси на входе $C_{Г1}=0,003$ кмоль/ м^3 , на выходе $C_{Г2}=0,00006$ кмоль/ м^3 . Концентрация H_2SO_4 (свободной) в поступающем поглотителе $B_2=0,5$ кмоль/ м^3 , в уходящем $B_1=0,4$ кмоль/ м^3 . Коэффициент массотдачи в газовой фазе $\beta_{ГВ}=0,5$ с $^{-1}$, в жидкой фазе $\beta_{ЖВ}=0,0005$ с $^{-1}$. Константа фазового равновесия $m_c=0,00075$. Расход газовой смеси $G=3$ м 3 /с.

Решение: Коэффициент извлечения:

$$\varphi = 1 - \frac{C_{Г2}}{C_{Г1}} = 1 - \frac{0,00006}{0,003} = 0,98$$

Удельный расход поглотителя (при $q=0,5$):

$$l = \frac{(C_{Г1} - C_{Г2})q}{B_2 - B_1} = \frac{(0,003 - 0,00006) \cdot 0,5}{0,5 - 0,4} = 0,0147$$

Т.е. расход поглотителя:

$$L = lG = 0,0147 \cdot 3 = 0,0441 \text{ м}^3/\text{с}$$

Абсорбционный фактор:

$$A = \frac{l}{m_c} = \frac{0,0147}{0,00075} = 19,6$$

Определим концентрацию газа на границе зон (при $D_a = D_b$, т.е. $\Psi=1$):

$$C_{Г, \text{кр}} = \frac{(4,9 + 1 - 0,98) \cdot 0,003}{1 + 0,0147 \frac{0,5}{0,0005}} = 0,0009 \text{ кмоль}/\text{м}^3$$

Где величина AM_0 равна:

$$A_{Mo} = \frac{lB2}{qC_{r1}} = \frac{0,0147 \cdot 0,5}{0,5 \cdot 0,003} = 4,9$$

Число единиц переноса для зоны внутренней реакции:

$$N'_{ог} = \frac{1}{1 - \frac{1}{19,6}} = \ln \frac{19,6 + (4,9 - 0,98)}{(19,6 - 1) \frac{0,0009}{0,003} + (1 - 0,98 + 4,9)} = 2,24$$

Число единиц переноса для зоны поверхностной реакции:

$$N''_{ог} = \frac{1}{1 + 0,00075 \frac{0,5}{0,0005}} \ln \frac{0,0009}{0,00006} = 1,5$$

Общее число единиц переноса:

$$N_{ог} = 2,24 + 1,5 = 3,74$$

Коэффициент массопередачи:

$$K_{гv} = \frac{1}{\frac{1}{0,5} + \frac{0,00075}{0,0005}} = 0,285 \text{ с}^{-1}$$

Необходимый рабочий объем абсорбера:

$$V_{ап} = \frac{N_{ог}G}{K_{гv}} = \frac{3,74 \cdot 3}{0,285} = 39,4 \text{ м}^3$$

3.2. Расчёт десорбции NH₃ в растворе

Рассчитать десорбцию NH₃ из водного раствора глужим паром при следующих условиях: $x_1=0,02$; $x_2=0,002$; $y_1=0,9$ (массовые доли). Температура поступающей жидкости 80°C. Общее давление 0,1 Мпа. Количество поступающей жидкости $L_1=10000$ кг/ч.

Для построения процесса используем тепловую диаграмму. В соответствии с использованной диаграммой тепловые величины в этом примере выражены в ккал. Для перевода в кДж их следует умножить на 41,18 для систем NH₃-H₂O. Точка Q, соответствующая поступающей жидкости,

имеет координаты: $x_Q = x_1 = 0,02$; $i_Q = i_1 = 77$ ккал/кг. Проводя через эту точку коноду, находим абсциссу пересечения ее с линией кипения $y=0,32$. Поскольку требуемое значение y_1 выше этой величины, необходим возврат флегмы. Минимальное количество флегмы, соответствующее минимальной затрате тепла и максимальному значению y' , определяем путем подбора из условия, чтобы прямая $P'R'$ совпадала с конодой. Таким путем найдена точка R' ($y'=0,367$, $I_{R'}=565$ ккал/кг). Проводя коноду через точку T ($y_1=0,9$; $I_1=437$ ккал/кг), находим точку Φ ($x_\Phi=0,2$; $i_\Phi=27$ ккал/кг).

Определяем минимальное флегмовое число

$$\Phi_{min} = \frac{R_{min}}{G_1} = \frac{y_1 - y'}{y' - x_\Phi} = \frac{0,9 - 0,367}{0,367 - 0,2} = 3,2$$

Ординаты полюсов S' и P' находим из геометрических соображений (их можно найти также графически):

$$\begin{aligned} I_{S'} &= i_\Phi + \frac{y_1 - x_\Phi}{y' - x_\Phi} (I_{R'} - i_\Phi) = 27 + \frac{0,9 - 0,2}{0,367 - 0,2} (565 - 27) \\ &= 2277 \text{ ккал/кг} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} i_{P'} &= i_1 - \frac{x_1 - x_2}{y_1 - x_1} (I_{S'} - i_1) = 77 - \frac{0,02 - 0,002}{0,9 - 0,02} (2277 - 77) \\ &= 32 \text{ ккал/кг} \end{aligned}$$

Отсюда получим количество тепла:

$$\frac{Q_{0,min}}{G_1} = I_{S'} - I_1 = 2277 - 437 = 1840 \text{ ккал/кг}$$

$$\frac{Q_{min}}{L_1} = i_2 - i_{P'} = 100 - 32 = 68 \text{ ккал/кг}$$

Где $i_2 = 100$ ккал/кг – ордината точки В.

Для рабочих условий принимаем флегмовое число $\Phi = 1,5\Phi_{min} = 1,5 \cdot 3,2 = 4,8$

По уравнениям находим:

$$L2 = 10000 \frac{0,9 - 0,02}{0,9 - 0,002} = 9800 \text{ кг/ч}$$

$$G1 = 10000 \frac{0,02 - 0,002}{0,9 - 0,002} = 200 \text{ кг/ч}$$

Определяем количество флегмы:

$$R = \Phi G1 = 4,8 \cdot 200 = 960 \text{ кг/ч}$$

Далее находим:

$$y' = \frac{y1 + \Phi x\phi}{1 + \Phi} = \frac{0,9 + 4,8 \cdot 0,2}{1 + 4,8} = 0,32$$

чему соответствует $I_R = 570$ ккал/кг.

Определяем ординаты полюсов S и P:

$$\begin{aligned} I_s &= i\phi + \frac{y_i - x\phi}{y' - x\phi} (I_R - i\phi) = 27 + \frac{0,9 - 0,2}{0,32 - 0,12} (570 - 27) \\ &= 3207 \text{ ккал/кг} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} i_p &= i1 - \frac{x1 - x2}{y1 - x1} (I_s - i1) = 77 - \frac{0,02 - 0,002}{0,9 - 0,02} (3207 - 77) \\ &= 13 \text{ ккал/кг} \end{aligned}$$

Имеем:

$$\frac{Q_o}{G1} = I_s - I1 = 3207 - 437 = 2770 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$$

$$\frac{Q}{L1} = i2 - i_p = 100 - 13 = 87 \text{ ккал/кг}$$

Откуда находим:

$$Q_o = 2770 \cdot 200 = 554000 \text{ ккал/ч}$$

$$Q = 87 \cdot 10000 = 87000 \text{ ккал/ч}$$

В приведенном расчете не учтены потери тепла в окружающую среду

4.Безопасность жизнедеятельности и охрана труда

4.1.Охрана труда на производстве

Опасные и вредные производственные факторы на установке очистки газов подразделяются на следующие группы:

1. Физические;
2. Химические;
3. Биологические;
4. Психофизические;

Физические факторы.

Двигающиеся машины и механизмы, незащищённые подвижные элементы производственного оборудования:

- внутризаводской транспорт, грузоподъемные краны, вращающиеся части компрессорного оборудования, вентиляторов, аппаратов воздушного охлаждения.

Безопасные условия труда обеспечиваются правильной организацией работ и движения транспорта, машин, механизмов, ограждение их вращающихся частей.

Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны.

Даже при нормальной работе технологической установки в воздушной среде могут выделяться вредные вещества: при проведении газоопасных работ, из-за неплотностей во фланцевых соединениях.

В аварийных ситуациях: при взрыве трубопровода, разрушении оборудования, взрывах, пожарах – выделение вредных веществ в рабочую зону увеличивается в сотни, тысячи раз.

Для защиты от повышенного содержания в рабочей зоне применяются средства индивидуальной и коллективной защиты .

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов. Для защиты персонала от пониженной или повышенной температуры применяется теплоизоляция поверхностей трубопроводов и оборудования, ограждения горячих участков.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Персонал установки подвергается влиянию пониженной температуры зимой до -40°C и повышенной до $+35^{\circ}\text{C}$ летом. Для защиты от пониженных температур используются системы отопления, пункты обогрева, спецодежда. Для защиты от повышенных температур используются системы приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования воздуха рабочей зоны.

Повышенный уровень шума на рабочем месте. На постоянном рабочем месте и в рабочих зонах, в производственных помещениях, на территории предприятия установлены допустимый уровень шума и эквивалентный уровень звука 85дБ. В связи с применением насосно-компрессорного оборудования большой единичной мощности, эквивалентный уровень звука достигает 95-100 дБ.

Для защиты от повышенного уровня шума применяются:

- коллективные средства защиты: противозумные кабины, отсеки, шумопоглощающие перегородки, изоляция;
- индивидуальные средства защиты: наушники ВУНИОТ, «Беруши».

Повышенный уровень статического электричества. При движении газа по металлическим трубам, внутри технологического оборудования возникает статическое электричество с высоким потенциалом (10000-15000 В). Разряд статического электричества может привести к взрывам, пожарам, крупным авариям.

Основным методом снятия статического электричества является: надежное заземление, исключение свободной струи при наливе и сливе продуктов.

Химические факторы.

- общетоксические;
- действующие через дыхательные пути и через кожный покров.

В рабочую зону установки могут выделиться следующие вредные вещества: жидкие углеводороды (C_5 и выше), метан, этан, пропан, меркаптаны, сероводород, диоксид серы и окись углерода. Их характеристики приведены ниже:

- углеводороды – вещества 4 класса опасности. Воздействуют на организм человека через дыхательные пути через кожу. ПДК углеводородов – 300 мг/м^3 , в смеси с сероводородом – 3 мг/м^3 .

Газообразные (C_1 - C_3) – воздействуя через дыхательные пути, вызывают возбуждение, головную боль; при концентрациях выше 1,5% об. – смерть от удушья.

Жидкие (C_5 и выше) – вызывают покраснение, аллергическую реакцию кожи. При приёме внутрь – отравление организма.

- сероводород (H_2S) – вещество 2 класса опасности. На организм человека воздействует через дыхательные пути. Нервнопаралитический газ с запахом тухлых яиц. ПДК в рабочей зоне – 10 мг/м^3 . Порог восприятия обонянием человека 0,0001% об. Действие зависит от концентрации в воздушной среде. При концентрации 100 - 300 мг/м^3 – головная боль, тошнота, рвота; 500 - 900 мг/м^3 – потеря сознания, клиническая смерть; 1000 мг/м^3 и выше – мгновенная смерть от остановки дыхания.

Основное свойство H_2S – накопление в низких неветилируемых пространствах с вытеснением кислорода воздуха. Эффект отравления в таких местах сочетается с кислородным голоданием (асфикцией).

- диэтаноламин (ДЭА) – химреагент, используемый при абсорбции углеводородных газов. Класс опасности – 4. Вещество со слабовыраженными

щелочными свойствами. В технологическом процессе участвует 25-30% водный раствор. При приёме внутрь – отравление, смерть.

Для защиты от химически опасных и вредных производственных факторов применяются следующие средства защиты:

- костюм из специальной ткани с обработкой химически стойкими растворами, покрытые различными полимерными материалами, резиной;
- обувь специальная, стойкая против действия кислот, щелочей, газоконденсата;
- противогазы индивидуальные фильтрующие, противопылевые респираторы.

Первая помощь при отравлениях сероводородом и парами углеводородов. При отравлении указанными газами необходимо немедленно вызвать скорую помощь и работников газоспасательной службы, до их прибытия членам ДГСД в изолирующих противогазах быстро вывести или вынести пострадавшего из загазованной зоны, удобно уложить его, устранив помехи, препятствующие дыханию (расстегнуть воротник, снять пояс и т.д.), принять меры против охлаждения тела. Пострадавшему, находящемуся в сознании, необходимо дать понюхать нашатырный спирт, напоить крепким чаем, кофе или тёплым молоком с содой, принять меры от засыпания. При прекращении дыхания необходимо делать искусственное дыхание, предварительно очистить рот от рвотных масс. При болях в глазах – поместить в тёмное помещение, делать примочки с 5% борной кислотой. Во всех случаях целесообразно давать вдыхать кислород из кислородной подушки.

Биологически опасные и вредные производственные факторы. Биологически опасные и вредные производственные факторы имеются в системах хозфекальной канализации в виде микроорганизмов и продуктов их жизнедеятельности. Для защиты от биологически опасных и вредных производственных факторов применяются средства индивидуальной защиты:

костюмы, рукавицы, сапоги резиновые, респираторы, противогазы. Большое значение имеет соблюдение правил личной гигиены.

Психофизические опасные и вредные производственные факторы. Нервно-психические нагрузки, которые возникают при принятии ответственных решений в аварийных ситуациях, при дефиците времени, при монотонном труде, умственном перенапряжении. Учитывая эти факторы, рабочая смена на предприятии не должна превышать промежутки более 8-и часов. Рабочие одной смены, по прошествии этого промежутка, должны покинуть территорию завода в связи с повышенной загазованностью местности. Текущий график должен предусматривать не менее 4-х дней отдыха после производственного цикла для операторов установок очистки газа. Выполнение указанных мер безопасности способствует восстановлению психофизических функций человека.

4.2. Коллективные и индивидуальные средства защиты рабочих на установках очистки газов

На установке предусматривается обеспечение работающего персонала установки средствами индивидуальной защиты. Все средствами индивидуальной защиты разделяются на виды в зависимости от того органа, которого они предохраняют: средства защиты органов дыхания, зрения, слуха и кожного покрова.

Защита кожного покрова персонала осуществляется при помощи спецодежды, спецобуви, защитных касок, рукавиц. Спецобувью являются кирзовые ботинки с медными гвоздями. Спецодеждой является костюм хлопчатобумажный, куртка ватная.

Защита органов зрения осуществляется при помощи различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

Респираторы служат для защиты лёгких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы – для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от концентрации кислорода в воздухе применяют следующие противогазы:

-фильтрующие – применяются при содержании кислорода в воздухе не менее 18% объёмных и не более 0,5% объёмных вредных веществ. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки КД, В.

-шланговые – применяются при содержании кислорода в воздухе не менее 18% объёмных и при наличии в воздухе больших концентраций вредно действующих газов (свыше 0,5% объёмных). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуре, в канализационных и водопроводных колодцах. При длине шланга до 10 м следует пользоваться противогазом ПШ-1, при длине шланга не более 20 м следует пользоваться противогазом с механической подкачкой воздуха ПШ-2.

Работа в шланговом противогазе должна выполняться применением соответствующего предохранительного пояса и спасательной верёвки.

Работающий в шланговом противогазе должен периодически через 20 мин. (в зависимости от условий работы) отдыхать на свежем воздухе в течении 15 мин.

Кислородные и воздушные изолирующие противогазы применяются в аварийных случаях.

Персонал установки должен знать места хранения рабочих и аварийных противогазов и уметь ими пользоваться.

4.3. Безопасность эксплуатации производственного оборудования

Прочность аппаратов и трубопроводов в рабочих условиях обеспечена механическими расчётами при их проектировании, а в период эксплуатации техническим освидетельствованием, включающим внутренний осмотр, гидроиспытания, методы дефектоскопии.

Выполняя рекомендации по конструкциям технологического оборудования (возможность проникновения внутрь аппарата, его осмотр, ремонт через люк сварных соединений, размещение их вне опор, применение эллиптических и сферических днищ аппаратов, ограниченное применение чугуна, фундаментные сооружения имеют достаточную устойчивость (крепление к фундаменту)). Всё это обеспечивает безопасность оборудования. Соблюдение норм технологического контроля и безопасные условия эксплуатации установки обеспечиваются системой автоматизации и контроля, которая позволяет основные технологические операции контролировать из операторной.

С целью исключения контакта людей с высокотемпературными стенками аппаратов и трубопроводов, а также для уменьшения теплопотерь, предотвращения охлаждения оборудования в зимнее время трубопроводы и аппараты покрыты теплоизоляцией.

Для защиты от статического электричества трубопроводы и аппараты заземляются. Заземление также снижает скорость электрохимической коррозии. Сопротивление заземления не более 4 Ом.

Для защиты от вибрации и уменьшения шума используются прокладки из вибропоглощающих материалов, массивные фундаменты под трубопроводы, аппараты, технологические машины.

Для технологического оборудования используются лестницы, безопасные площадки. Ширина лестницы 0,7-1,0 м. Угол наклона лестницы к горизонтали не меньше 60°. Предусмотрены перила, высотой 1,0-1,2 м.

Применяются защитные и предохранительные устройства для сосудов, работающих под давлением.

Механизацию ремонтных работ обеспечивают мостовые краны, управляемые с пола, ручные кран балки. При проведении ремонтных работ используется искробезопасный инструмент.

Каждый аппарат установки должен быть снабжен:

-предохранительным клапаном, срабатывающем при давлении на 15% превышающем $P_{раб}$. Равное 0,3 меньше 0,6 МПа;

- автоматическим регулятором уровня;
- площадкой, лестницами для безопасного выполнения монтажных работ на верхотуре;
- указателем уровня жидкости для ёмкостей и сосудов.

Для предохранения оборудования, наружные поверхности аппаратов имеют покрытия. Перед пуском в работу сосуды подлежат освидетельствованию в органах Госгортехнадзора. Для контроля аппарата производится опрессовка давлением в полтора раза превышающим рабочее (через 8 лет) и внутренний осмотр (через 4 года). Технические манометры на аппаратах должны быть опломбированы и иметь красную полосу, указывающую на предельно допустимое давление в аппарате.

Защита работающего персонала от шума и вибрации обеспечивается комплексом мер (балансировка ротора, амортизаторы, глушители, звукозащита). Защита работников от электротравм обеспечивается надежной электрозащитой токоведущих частей, заземлением, предохранительными устройствами.

Для осмотра и обслуживания оборудования монтируются площадки обслуживания, стационарные лестницы, эстакады.

Для работы в ночное время устанавливается наружное освещение с питанием от сети напряжением 220 В, во взрывозащищённом исполнении.

Обслуживание установки производится оператором. Контроль за технологическими процессами проводится как от щита в операторной, так и местными приборами.

Наиболее вероятные причины образования взрывоопасных концентраций паров и газов, взрывов и пожаров является:

1. Загазованность рабочих помещений и территорий установки при утечки взрывоопасных паров и газов через неплотности фланцевых соединений.
2. Нарушение технологического режима работы оборудования и мер безопасности, предусмотренных регламентом и инструкцией по эксплуатации.
3. Применение для производства ремонтных работ неисправного инструмента.
4. Неисправность технологического оборудования, средств контроля и автоматики, предохранительных клапанов, электрооборудования, а также средств защиты от статического электричества.
5. Неполное удаление воздуха из аппарата и трубопровода перед включением в работу.
6. Разрушение аппаратов и трубопроводов.

Для тушения пожара применяются передвижные установки пожаротушения. Для охлаждения аппаратов колонного типа при пожаре предусмотрено на каждую колонну по 2 стационарных кольца орошения. Для тушения пожара на аппаратном дворе установлены 2 лафетных ствола, с местным управлением. Также, по периметру установки предусмотрены 4 пожарных гидранта, для подключения пожарных машин или пожарных рукавов (стволов), которые запитываются от пожарных трубопроводов.

Для тушения пожара в насосной предусмотрена:

- система пожаротушения и автоматическая система пенотушения;
- три пожарных крана, для подключения пожарных рукавов.

Вызов пожарной части по телефонной сети из операторной. Для обеспечения пожарной безопасности предусмотрена установка пожарных извещателей в помещении насосной.

Для определения взрывоопасных концентраций газо-воздушной смеси в насосной предусмотрена установка анализаторов.

Обеспечение безопасности при реконструкции аппарата.

Реконструкция абсорбера выполнена в соответствии с действующими «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», а также требований по конструированию безопасных аппаратов для химических и нефтехимических производств.

В целях обеспечения безопасности производственного оборудования были проверены и подтверждены соответствующими расчётами:

- материальное исполнение аппарата с учётом рабочих условий, коррозионного воздействия среды с учётом срока эксплуатации абсорбера до реконструкции;
- прочность корпуса аппарата, действующие напряжения от внутреннего избыточного давления;
- укрепление вновь выполняемых отверстий, необходимых для проведения технологического процесса в заданных режимах;
- условия прочности конструкции аппарата на действие ветровой нагрузки;
- условия герметичности аппарата с проверкой прочности сварных соединений, фланцевых соединений с использованием соответствующих прокладочных материалов.

Кроме того, были определены технические условия на термообработку сварных соединений переврезаемых патрубков и требования к гидравлическому испытанию аппарата, назначены условия контроля за прочностью и плотностью соединений неразрушающими методами.

Результаты проведения гидравлического испытания оформлены актом и занесены в паспорт аппарата.

Результаты тех. диагностики аппарата, подвергшегося реконструкции, оформляются отчётом с составлением формуляра тех. освидетельствования, которые прилагаются к паспорту аппарата.

Обеспечение безопасности при вводе в эксплуатацию реконструируемого аппарата. Подготовка аппарата к пуску производится по распоряжению начальника цеха, а пуск в эксплуатацию осуществляется в соответствии с инструкцией по пуску установки согласно технологическому регламенту на ведение процесса.

Перед пуском аппарата необходимо проверить:

- наличие разрешения органов Госгортехнадзора на ввод аппарата в эксплуатацию;
- качество болтовых и фланцевых соединений и крепление фундаментных болтов;
- внешним осмотром состояние аппарата, запорной аппаратуры, правильность и надёжность присоединения технологических трубопроводов и готовность к работе средств;
- отсутствие временных заглушек на рабочих участках трубопроводов;
- надёжность работы регулирующей, запорной и предохранительной арматуры, связанной с аппаратом по технологической схеме.

Перед пуском аппарата в эксплуатацию необходимо произвести удаление воздуха из внутренней полости продувкой инертным газом (< 2% об. кислорода в вытесненном газе).

Повышение давления до рабочего осуществляется плавно без гидроударов.

При заполнении аппарата, подача газа и абсорбента должны производиться постепенно во избежание возникновения статического электричества.

В подразделении, эксплуатирующим аппарат, должна быть составлена и утверждена главным инженером инструкция по технике безопасности при проведении пуска, эксплуатации и ремонта объекта, учитывающая конкретные условия. Инструкция доводится до сведения обслуживающего персонала.

Общие требования безопасности по обслуживанию аппарата и вспомогательного оборудования. Обслуживание аппарата проводится в соответствии с графиком ППР, ежегодно составляемым для всех объектов завода на основании существующих норм обслуживания и периодичности их проведения. Обслуживание может быть поручено лицам, достигшим 18-летнего возраста, прошедшим обучение, аттестацию и инструктаж по безопасному обслуживанию сосудов и аппаратов в соответствии с действующими правилами и должностными инструкциями.

Подготовку аппарата к ремонту следует проводить с соблюдением требований техники безопасности на проведение ремонтных работ.

Леса и подмости, устраиваемые для производства ремонтных работ на высоте, должны исключать падение людей.

Аппарат, подлежащий вскрытию, для внутреннего осмотра, ремонта и очистки должен быть остановлен, освобожден от продукта, отключён и отглушен от действующих коммуникаций. В необходимых местах устанавливаются заглушки, а сам аппарат должен быть пропарен и проветрен инертным газом. Перед вскрытием следует убедиться, что давление в аппарате атмосферное, а температура снижена до $T=20 - 25$ оС и вредная или взрыво- и пожароопасная среда отсутствует. Особое внимание следует обращать на застойные зоны «глухих» элементов контактных устройств.

Ремонтные работы должны производиться ручным инструментом искробезопасного исполнения.

4.4. Охрана окружающей среды

Мероприятия по защите окружающей среды от загрязнения в период монтажных и ремонтных работ. Для уменьшения загрязнения окружающей среды предусмотрено: контроль за чистотой воздушного и водного бассейнов вокруг завода. Он ведётся, как лабораторией окружающей среды, так и

автоматическими приборами, установленными по периметру завода и в пятикилометровой зоне.

На установке стабилизации газового конденсата следует иметь 4 пробоотборных точки для контроля воздушной среды. Один раз в сутки газоспасательной службой (ГСС) должны проверяться контрольными приборами (АМ-1) на содержание сероводорода и окисла углерода.

Методом улавливания, обезвреживания и утилизации вредных для здоровья углеводородных газов является выброс их из факела низкого и высокого давления с последующим сжиганием.

Для предотвращения загрязнения водного бассейна предусмотрены следующие мероприятия:

- установка подключена к очистным сооружениям;
- предусмотрены колодцы-маслоуловители;
- осуществляется подземное захоронение стоков (ПЗС) на глубину 2500 , 3000 м в поглощающие горизонты водонапорной системы, подстилающей нефтегазоконденсатные залежи.

Для защиты почв от загрязнения должно быть предусмотрено:

- с территории установки перед началом строительных работ вывезен чернозем;
- после окончания строительно-монтажных работ вся территория установки заасфальтирована;
- для сбора сточных и ливневых вод предусмотрена канализация с установкой пробоотборников.

Каждая остановка и пуск оборудования, как единицы (насос, компрессор, аппарат, трубопровод), так и установки в целом приводит к выбросам вредных веществ, влияющих на экологическую обстановку на заводе. Для уменьшения этих выбросов следует повысить надёжность оборудования, для чего необходимо:

1. Расширить сеть технического диагностирования оборудования. Это позволит своевременно обнаружить неисправности оборудования и планировать их ремонт без дополнительных выбросов.
2. Производить замену устаревшего оборудования на современное, которое имеет больший межремонтный пробег, что сокращает количество остановок на ремонт.
3. Повысить качество ремонта единичного оборудования и установки в целом, что позволит сократить выбросы при опрессовке, от дополнительных остановок и пусков.

Кроме того, для сокращения выбросов целесообразно учитывать следующее:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- исключить работу оборудования на форсированном режиме работы;
- обеспечить контроль за степенью очистки газа, выбросами вредных веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе санитарно-защитной зоны.

К одному из основных способов предотвращения загрязнения окружающей среды на таких специфических производствах, какими являются химические и нефтегазоперерабатывающие предприятия, можно отнести повышение надежности оборудования в целом и его частей.

Для проведения технологического процесса применяются растворы амина, являющиеся агрессивными средами, вызывающие сильное коррозионное повреждение оборудования и как следствие разгерметизацию оборудования и утечку продукта, загрязняющего окружающую среду. Сероводород, диоксид углерода, меркаптаны и другие коррозионно-агрессивные примеси, приводят к снижению эксплуатационной надёжности аппаратов и трубопроводов.

Поэтому возникает необходимость:

- разработки способа защиты металла от коррозии с помощью нанесения защитного покрытия;
- расчёта толщины стенки аппарата, обеспечивающий необходимый срок службы;
- контроля сварных швов аппарата;
- установки прокладок для соответствующей среды, давления и температуры;
- правильного подбора арматуры, соответствующей перерабатываемой среде;
- оптимизации режима эксплуатации;
- проведения оперативного ремонта оборудования;
- диагностирования технического состояния оборудования;
- своевременного технического обслуживания оборудования.

Успешное сочетание эффективного диагностирования и своевременного качественного ремонта будет служить залогом надёжной и безопасной эксплуатации оборудования.

При соблюдении норм регламента технологического процесса попадание загрязняющих веществ в окружающую среду исключено.

ВЫВОД

В данной выпускной квалификационной дипломной работе приведена общая характеристика и свойства газовой смеси. Рассмотрены основные требования к качеству газовой смеси и к продуктам газопереработки, а также рассмотрены способы очистки газовой смеси от кислых компонентов, азотистых соединений и аммиака. Даны теоретические основы процесса абсорбции. Приведена характеристика абсорбентов и принцип действия абсорберов. Для очистки нефтяных и природных газов от сероводорода, диоксида углерода и других серо- и кислородсодержащих соединений применяют абсорбционные процессы.

В технологической части приведено описание метода селективного каталитического восстановления и описание схемы узла поглощения NH_3 из отходящих газов серной кислотой. Метод селективного каталитического восстановления применим в первую очередь к топочным газам в условиях полного сгорания содержание кислорода в них более 1 % и отходящий газ подвергается химической реакции в окислительных условиях. Ранее описанный процесс некаталитического восстановления (НКВ) применим к топочным газам с высоким процентным содержанием исходного топлива, т. е. когда обеспечиваются восстанавливающие свойства газового потока.

В расчётной части произведён расчёт противоточного абсорбера поглощения аммиака серной кислотой. Произведен расчет десорбции аммиака в растворе.

В части безопасности жизнедеятельности и охрана окружающей среды приведено описание охраны окружающей среды и охрана труда на производстве, коллективные и индивидуальные средства защиты рабочих на установках очистки газов, безопасность эксплуатации производственного оборудования.

Учитывая вышеизложенное считаю, что тема моей дипломной работы является актуальной на сегодняшний день.

Список используемой литературы:

1. Приказ Президента Республики Узбекистан Ш.М.Мирзиёева «Стратегия действий по пяти приоритетным направлениям развития республики узбекистан в 2017-2021 годах». (газета “Народное слово”, 2017 год, 8 февраля)
2. Г.В. Тараканов, А.К. Мановян Основы технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие/; Изд-во под ред. Г.В. Тараканова; Астрахан. гос. техн. ун-т. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Астрахань: АГТУ, 2010. – 192 с.

- 3.** А.К. Мановян «Технология первичной переработки нефти и природного газа» Москва «Химия» 2001.
- 4.** И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов «Коррозия и защита от коррозии» Под ред. И.В. Семеновой-М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002. -336с ISBN + 5-9221-0246-X.
- 5.** В.Е. Агабеков, В.К. Косяков «Нефть и газ технологии и продукты переработки» Минск «Беларуская наука» 2011
- 6.** В.И. Мурин, Н.Н. Кисленко, Ю.В. Сурков. «Технология переработки природного газа и конденсата»,2002 Оформление. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
- 7.** Уильям Леффлер, Переработка нефти. М., ЗАО «Олимп – Бизнес», 2004, 224 с.
- 8.** Кравцов А.В., Ивашкина Е.Н., Юрьев Е.М. Теоретические основы каталитических процессов переработки нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 146 с.
- 9.** Н.Н.Махмудов, Т.Р. Йулдошев, Б.Ш. Акрамов. Конларда нефт ва газни тайёрлаш технологияси, 2015, 304 б.
- 10.** В.И.Бондарь. Коррозия и защита материалов. Учеб. Пособие. Мариуполь: ПГТУ, 2009. – 126с.
- 11.** А.И.Скобло, Ю.К.Молоканов, А.И.Владимиров, В.А.Щелкунов. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "Недра- Бизнесцентр", 2000. - 677 с: ил.
- 12.** С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев, М. И. Баязитов. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие. Под ред. С. А. Ахметова. — СПб. Недра, 2006. — 868 с.; ил.
- 13.** В. Смидович «Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородов», М., Химия, 2000, 327 стр.

14. Тимофеев В.С., Серафимов В.А., Тимошенко А.В. Принципы технологии основного органического и нефтехимического синтеза. Учебное пособие - М.: «Высшая школа», 2010. -408с.

15. www.ung.uz

16. www.e-lib.qmii.uz

17. www.neft-gaz.ru

18. www.ngv.ru

19. www.oil-gas.ru