

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Э.А. Петровский
« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 15.03.02 «Технологические машины»
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических
комплексов»

**Разработка технологических режимов эксплуатации и ремонта
установки для очистки газов от серосодержащих соединений**

Руководитель _____ к.т.н., доцент В. Г. Жуков

Выпускник _____ Е.Д. Калмыков

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Э. А. Петровский

« ____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Красноярск 2016

Студенту Калмыкову Евгению Дмитриевичу

Группа НБ 12-02

Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины»

Профиль 15.03.02.01 Проектирование технических и технологических комплексов

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка технологических режимов эксплуатации и ремонта установки для очистки газов от серосодержащих соединений»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР В.Г. Жуков, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: В работе рассматривается технологическая установка, предназначенная для очистки попутного нефтяного газа от серосодержащих соединений.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по теме работы. Изучение основных характеристик и попутного нефтяного газа на нефтеперерабатывающих производствах. Сравнительный анализ применяемых технологических процессов и оборудования для очистки попутных газов от серосодержащих соединений. Анализ основных факторов, влияющих на эффективность работы установки. Заключение литературному обзору, постановка задач на проектирование. Отчёт о патентных исследованиях (способы и устройства очистки попутного нефтяного газа от серы) выполнить отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Разработка режимной карты технологического процесса очистки попутного нефтяного газа от серосодержащих соединений. Разработка конструкции блока отдувки сероводорода. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (насосы, запорная и регулирующая арматура, средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка методики защиты оборудования от коррозии. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту установки.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Технологическая схема с описанием принципа работы установки (1 лист формата А1), чертёж общего вида тройника Ду50/80 с бобышкой для замера температуры (1 лист формата А3), сборочный чертеж штуцера (1 лист формата А3), презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР _____ В. Г. Жуков

Задание принял к исполнению _____ Е.Д. Калмыков

«___» _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка технологических режимов эксплуатации и ремонта установки для очистки газов от серосодержащих соединений» содержит 77 страниц текстового документа, 5 рисунков, 2 таблицы, 1 приложение, 21 использованный источник, 3 листа графического материала.

Цель работы: Разработать конструкцию установки по очистке газа от серосодержащих соединений. Рассмотреть принцип Клауса и нормальные режимы эксплуатации и планово-предупредительного ремонта установки.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ конструкции установки;
- проведен патентный обзор;
- исследование напряженно-деформированного состояния (НДС)

змеевика и его элементов в условиях нагрева и испарения продукта.

В ходе выполнения выпускной работы была проанализирована информация о конструкциях современных установок и их принципах работы.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Литературный обзор.....	7
1.1 Основные характеристики сырья.....	7
1.2 Способы переработки сероводородного газа в серу.....	11
1.3 Применяемые катализаторы.....	15
1.3.1 Подготовительные мероприятия.....	16
1.3.2 Процедура загрузки.....	16
1.3.3 Сушка катализатора.....	17
1.3.4 Регенерация катализатора.....	17
Заключение.....	18
2 Конструктивно технологический раздел.....	19
2.1 Разработка технологической схемы установки.....	19
2.2 Расчет основных параметров.....	38
2.2.1 Расчет газовой горелки и сопел.....	38
2.2.2 Краткая характеристика технологического оборудования.....	42
3 Эксплуатация и ремонт установки.....	56
3.1 Нормальная эксплуатация установки.....	56
3.2 Основные положения пуска и остановки.....	57
3.3 Осмотр оборудования.....	58
3.4 Проверка на проходимость, испытание на прочность.....	58
3.5 Продувка и промывка трубопроводов.....	59
3.6 Пуск установки.....	62
3.7 Нормальная остановка установки.....	63
3.8 Ремонт и ППР установки.....	64
Заключение.....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	67

Введение

Изобретение относится к области технологии очистки газов от сернистых соединений, в частности от сероводорода (H_2S), содержащегося в виде примеси, в природном газе, в попутном нефтяном газе (ПНГ), в отходящих газах, образующихся при десульфуризации сырой нефти, а также в промышленных отходящих газах, и его утилизации и может быть использовано в энергетике, нефтеперерабатывающей, целлюлозно-бумажной и химической промышленности, а также в области экологии.

В настоящее время в указанных областях техники существует проблема очистки газовых смесей от сероводорода и его последующего удаления в виде соединения, безопасного для окружающей среды, так как сероводород является высокотоксичным, горючим, химически активным и взрывоопасным газом.

Задача, на решение которой направлено изобретение, заключается в реализации эффективного и экономичного способа утилизации сероводорода, содержащегося в виде примеси, в том числе в малых концентрациях, в природных, попутных нефтяных газах (ПНГ), а также в промышленных отходящих газах, который может быть организован непосредственно на местах добычи, разработки или переработки газов.

1 Литературный Обзор

1.1 Основные характеристики сырья

Сырьем для установки утилизации сероводородного газа и производство гранулированной серы являются кислый газ с установки аминовой очистки газов и газ SWS от установки отпарки кислых вод.

Полученная жидкая сера направляется на дегазацию и далее на узел грануляции с последующей расфасовкой, упаковкой и транспортировкой. Смотреть таблицу 1.

Таблица 1 – основные характеристики сырья

№ п/п	Наименование сырья	Номер государственного или отраслевого стандарта	Показатели качества, подлежащие проверке	Норма по нормативному документу (заполняется при необходимости)
1	2	3	4	5
Сырье				
	Кислый газ амина	Стандарт предприятия № П1-02 СД-066 ЮЛ-101	H ₂ S-91,8% об.; CO ₂ -1,5 % об.; CH ₄ -2,0 % об.; S-1,4÷1,65 кг/м ³	Состав, % об.: H ₂ S – не менее 89,0; CO ₂ – не более 2,0; C _n H _{2n} – не более 3,0; H ₂ O – не более 5,0; S- 1,4 - 1,65 кг/м ³ . ρ=1,47 кг/м ³ (при 0 °С и 101,3 кПа). Давление – 0,03÷0,05 МПа (0,3÷0,5 кгс/см ²) Температура – 40÷50 °С.

Кислые газы, которые могут присутствовать в газах нефтепереработки, в основном представляют собой CO₂, H₂S и Меркаптаны (RSH). Обычно только CO₂ и H₂S содержатся в этих потоках в высоких концентрациях. С применением аминов можно удалять большее количество вышеупомянутых кислых газов из газов нефтепереработки. Эти газы фактически реагируют с амином с радикалами, который производится посредством ионизации амина в водном растворе, с образованием соответствующих солей, которые остаются абсорбированными в жидкой фазе.

Основной и наиболее полезной характеристикой этой реакции является то, что она является обратимой, обеспечивая возможность расщеплять химические соединения и регенерировать аминовый раствор, перезапуская цикл сначала. Это производится посредством нагревания аминового раствора и увлечения отделяемых газов паром. Эта операция выполняется при минимально возможном давлении, соответствующем требованиям циркуляции регенерированного раствора и удаления получаемых кислых газов (H₂S). Данный процесс проводится в колонне «регенератора», который работает под давлением около 8-12 psig, и где аминовый раствор подвергается нагреванию и оттягиванию излишка кислых газов посредством применения котла с паром низкого давления в качестве источника энергии. Поток пара, генерируемый в регенераторе, должен быть достаточным для обеспечения такого соотношения пара и кислых газов в верхней части

колонны, которое обеспечивает необходимый для достижения нужных спецификаций подлежащих очистке газов уровень регенерации аминного раствора.

Обычно остаточное содержание кислых газов в регенерируемом амине («обедненная загрузка»), составляет около 0.010/0.015 моль G.A./ моль амина. Этот амин также называется обедненным амином по причине низкого содержания кислых газов в растворе. Наоборот, амины с высоким содержанием кислых газов называются обогащенными аминами, и содержание газов определяется посредством концепции «обогащенной загрузки», значения содержания H_2S для которой находятся в пределах 0.40/0.45 моль H_2S /моль аминов.

Очищаемый газ подается в нижнюю часть направляющей колонны, которая оснащена отдельными тарелками, повышающими область контакта. В противоположном направлении сверху вниз подается раствор четвертичного амина, который называется MDEA. Раствор, который подается в направляющую колонну, называется обедненным амином. Поскольку абсорбционная способность кислых газов в растворе повышается с понижением температуры раствора, мы должны поддерживать температуру входящего газа немного более высокой, чем температура какого-либо из очищаемых газов.

Это рекомендуется для предотвращения конденсации тяжелых углеводородов во входящем газе и возникновения проблем, таких как пенообразование, при смешении водного раствора и жидких углеводородов. Очищаемый газ, почти полностью не содержащий H_2S , подается на сепаратор, в котором происходит отделение случайно увлеченного раствора. После этого газ отводится с установки для применения на различных участках нефтеперерабатывающего завода.

Раствор на выходе направляющей колонны, называемый обогащенным амином по причине высокого содержания H_2S , отводится при более высокой температуре, чем какой-либо из входящих газов. Это происходит потому, что абсорбция кислых газов вызывает выделение энергии, называемой теплотой абсорбции, которая заметно повышает степень нагревания раствора, повышая его температуру.

Фактически, это именно то повышение температуры, которое определяет минимальное значение расхода обедненных аминов, необходимых для очистки газа, так как более низкие значения станут причиной избыточного роста температуры раствора, вызывая выделение поглощенного газа, тем самым делая невозможным достижение необходимых параметров.

Поскольку направляющая колонна работает под давлением входящего газа, уровень которого для данного типа проектов составляет около 34 barg, а обогащенные амины нужно регенерировать при минимально возможном давлении, необходимо понижать давление растворителя. Это достигается

посредством направления обогащенного амина в горизонтальную емкость, которая работает под давлением около 3.5 barg и называется испарительным резервуаром. По причине снижения давления, часть H_2S , а также большая часть углеводородов, поглощенных в направляющей колонне в результате явления, называемого физической абсорбцией, выделяются из раствора.

H_2S и углеводородные пары должны подаваться в коллектор факела нефтеперерабатывающего завода. Как уже объяснялось выше, регенерацию обогащенного амина с получением обедненного амина необходимо проводить при высокой температуре и низком давлении, поэтому нужно подогреть обогащенный амин до уровня около 115/120 °C, но не более 135 °C, чтобы избежать ухудшения параметров амина. С другой стороны, поскольку обедненный амин, получаемый в регенераторе, необходимо охладить для повышения его способности к удалению H_2S в направляющей колонне, можно также понизить общую энергетическую потребность установки посредством теплообмена между этими двумя потоками обедненного и обогащенного амина, во встречном теплообменнике. Таким образом, обогащенный амин, предварительно нагретый в этом теплообменнике, готов к поступлению в верхнюю секцию регенератора.

Пока раствор проходит через тарелки, он нагревается и теряет свои кислые газы, в данном случае H_2S , и накапливается на дне колонны при температуре кипения, соответствующей донному давлению. Этот аминовый раствор с низким содержанием H_2S подается обратно в процесс как обедненный амин. Часть этого раствора подается в котел для производства пара, необходимого для нагревания обогащенного амина и оттягивания кислых газов.

Для обеспечения полной регенерации раствора в регенераторе необходимо, чтобы молярное соотношение между паром и кислыми газами наверху колонны и на входе головного конденсатора составляло как минимум 1.2/1.3. Это соотношение называется соотношением орошения, хотя это определение в данном случае отличается от используемого в системах перегонки.

Поскольку пары наверху регенератора являются смесью пара и кислых газов (в данном случае только H_2S), можно восстанавливать воду посредством установки головного конденсатора, а после него накопителя орошения. В этом сепараторе насыщенный водой H_2S подается в коллектор факела или на второй элемент процесса, на установку Клауса, для преобразования в основной сахар. Вода, сконденсировавшаяся и скопившаяся в этом контейнере, подается обратно в процесс при помощи насоса орошения, чтобы максимально понизить степень замены технологической воды для поддержания оптимальной концентрации раствора.

Как уже объяснялось выше, «подогретый» обедненный амин, поступающий снизу регенератора, обменивается теплом с «охлажденным»

обогащенным амином перед подачей в ту же колонну. Поскольку этого охлаждения обедненного амина недостаточно для достижения необходимых параметров работы направляющей колонны, необходимо включить в проект холодильник аминов. Это оборудование позволяет понизить температуру раствора до значения, необходимого для удаления H_2S , которое должно быть на один градус выше температуры очищаемого входящего газа.

Циркуляция обогащенного амина из направляющей колонны в регенератор обеспечивается, благодаря перепаду давления внутри двух этих элементов оборудования, этого более чем достаточно для компенсации падения давления промежуточного оборудования и гидравлического столба на входе тарелки подачи сырья.

Поскольку ситуация в отношении циркуляции обедненного амина полностью противоположна, в проекте необходимо предусмотреть насосы для его прокачки.

Самым адекватным способом транспортировки жидкости при низком давлении (дно регенератора) на оборудование, работающее при более высокой температуре (направляющая колонна), является использование резервуара накопления аминов, работающего при атмосферном давлении, куда подается обедненный амин из регенератора, и который охлаждается во встречном теплообменнике, благодаря давлению на дне регенератора. Промежуточный насос, называемый «Бустер»-насосом, на отдельной стадии, подает продукт в резервуар накопления, и подает раствор в холодильник аминов и на всасывание питательных насосов многоступенчатого и высокого давления нагнетания. «Бустер»-насосы используются также для подачи части потока обедненного амина в систему фильтрации, включающую фильтры активированного угля и частиц. Целью системы фильтрации является удаление крупных частичек, образующихся в результате коррозии оборудования и труб, ответственных за пенообразование, особенно в направляющей колонне.

Целью фильтра активированного угля является удаление органических соединений, включая тяжелые углеводороды, смазочные масла, получаемые в результате сокращения аминов, которое, в большей степени, чем пенообразование, сильно влияет на коррозию некоторого заводского оборудования. Около 10/20 % общего циркулирующего потока поступает в систему фильтрации.

1.2 Способ переработки сероводородного газа в серу

Переработка сероводородного газа в серу производится по четырехступенчатому окислительному методу Клауса с применением одной термической и трех каталитических ступеней.

Термическая стадия заключается в высокотемпературном сжигании сероводорода в топке котла-утилизатора при подаче стехиометрического количества воздуха согласно реакции:



Стехиометрическое соотношение количества воздуха и сероводорода (отношение объема воздуха к объему сероводородного газа) в зависимости от состава сероводородного газа должно быть в пределах 2:1 - 3:1.

Реакция протекает при температуре 1250-1350°C в зависимости от концентрации H_2S в сероводородном газе и наличия в нем углеводородов и аммиака.

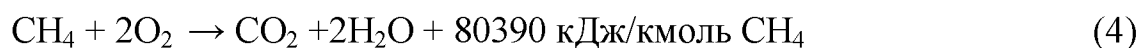
Часть сероводородного газа в топке котла-утилизатора превращается в SO_2 по реакции:



Возможно протекание побочных реакций с образованием COS , CS_2 , CO и H_2 :



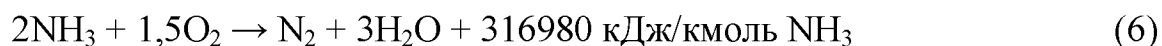
Углеводороды и аммиак, содержащиеся в сероводородном газе, сгорают по реакциям (условно указано по метану):



При субстехиометрическом сжигании углеводородов протекает реакция водяного газа:



Аммиак, содержащийся в кислом газе SWS , сгорает по следующей реакции:



В соответствии с данными [Технология переработки сернистого природного газа. Справочник под редакцией к.т.н. А.И. Афанасьева. М.Недра, 1993] равновесная конверсия сероводорода в серу зависит от температуры в камере сгорания термической ступени.

Равновесная конверсия сероводорода в серу в интервале температур от 150 до 1300°C представлена на рисунке 1.

Равновесная конверсия в реальных условиях недостижима, в связи с не идеальностью системы. На равновесие системы влияет множество факторов: время пребывания, эффективность перемешивания, побочные реакции [Химия печи Клауса. Р.Clark, директор по науке, Alberta Sulphur Research Ltd, Sulphur, № 285, март - апрель 2003]. Для учета реальных условий эксплуатации вводится поправочный коэффициент k . Для термической ступени коэффициент k равен 0,9. Для каталитических ступеней коэффициент k равен 0,7÷0,8.

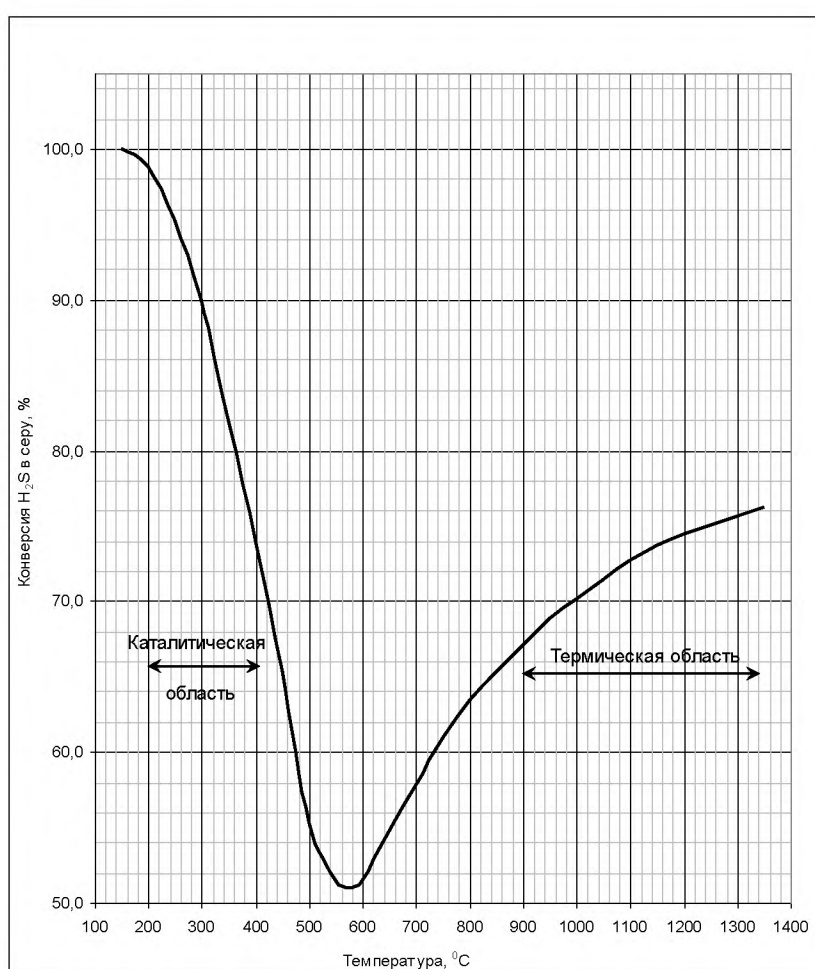
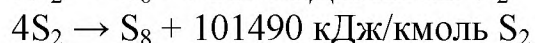


Рисунок 1 - Равновесная конверсия сероводорода в серу

При охлаждении газов после термической ступени происходят следующие реакции:

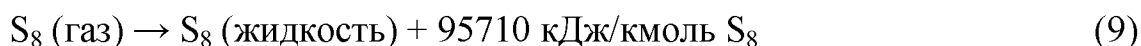
- ассоциация молекул S_2 в S_6 и S_8



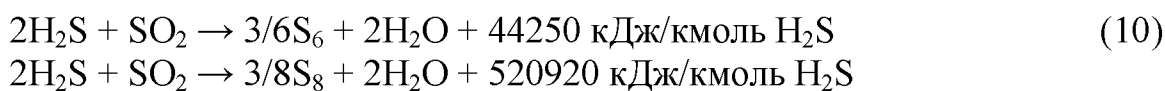
- ассоциация молекул серы S_6 в S_8 :



- конденсация серы:



На каталитических ступенях процесса при температуре от 240 до 320 °С (слой катализатора CRS 31 и слой катализатора CR 3S в конверторе I ступени P-1), от 215 до 260 °С (слой катализатора CRS 31 в конверторе II ступени P-2) и от 205 до 225 °С (слой катализатора CRS 31 в конверторе III ступени P-3) на катализаторе происходит конверсия H_2S и SO_2 с образованием серы по следующим реакциям:



При наличии алюмооксидного катализатора на I-ой ступени конверсии происходит гидролиз COS и CS_2 :



Так как реакции протекают с выделением тепла, то понижение температуры реакции способствует увеличению выхода серы.

Минимальная температура реакции определяется температурой точки росы серы.

Применение трех каталитических ступеней способствуют увеличению выхода серы вследствие более низкой температуры реакции в третьей ступени по сравнению с первой и второй.

Вывод серы из газовой фазы сдвигает равновесие в сторону увеличения ее выхода и снижает температуру точки росы серы в технологическом газе.

С этой целью предусмотрено охлаждение технологического газа после каждой ступени конверсии с использованием тепла горячих газов и получения насыщенного водяного пара.

Подогрев технологического газа перед каталитическими ступенями осуществляется в электронагревателях.

Дожигание остаточного сероводорода до диоксида серы производится в печи дожига со сбросом отходящих газов в атмосферу через

существующую
S-25 высотой 125 м.

дымовую

трубу

В составе установки предусмотрен подземный сборник с секцией для дегазации жидкой серы по непрерывному воздушному способу Shell и секцией для хранения жидкой серы с контролем содержания сероводорода в газозвушной смеси. Секция хранения жидкой серы рассчитана не менее чем на 5 суток по запасу всей вырабатываемой серы.

Для возможности транспортировки серы производится ее грануляция.

Химически очищенная вода, используемая для питания котлов, деаэрируется на узле деаэрации.

Ожидаемый выход серы составит 98,33 % с учетом потерь серы с неорганизованными выбросами через не плотности оборудования при гарантированном выходе серы 98,00 %.

1.3 Применяемые катализаторы

Таблица 2 - катализаторы

Катализаторы				
	Катализатор Клауса марки CR 3S	Закупка по импорту	-	Состав – Al_2O_3 и Na_2O , где Al_2O_3 – не менее 93,8 % вес.; Na_2O – не более 2400 ppm вес. Агрегатное состояние – твердое. Диаметр – 3÷6 мм. Средняя насыпная плотность – 0,68÷0,74 т/м ³
2	Катализатор Клауса марки CRS 31	Закупка по импорту	-	Состав – TiO_2 – не менее 85 % вес. Агрегатное состояние – твердое (экструдаты). Диаметр – 3÷4 мм. Насыпная плотность при рукавной загрузке – 0,92 т/м ³

1.3.1 Подготовительные мероприятия

Перед загрузкой катализатора необходимо проверить состояние внутренних устройств реактора, обратив внимание на надежность монтажа опорных элементов.

Загрузка катализатора в конвектор производится при наличии документов, подтверждающих соответствие катализатора техническим условиям, в сухую погоду, исключая попадание дождя или снега. Бочки с катализатором должны открываться непосредственно перед загрузкой. Перед загрузкой катализатора подготовить деревянные доски для распределения веса рабочего внутри конвектора на слое катализатора, во избежание повреждения катализатора.

Загрузка катализатора в конвектор должна производиться способом, предотвращающим его истирание и дробление. Рекомендуется загружать катализатор сплошным потоком с использованием резиновых или тканевых рукавов, погружаемых в реактор до уровня насыпаемого слоя.

Аппарат, в котором будет проводиться загрузка, должен продуваться обратным потоком воздуха для удаления пыли, образовавшейся в процессе загрузки. Для сбора пыли на выходном люке необходимо установить мешочные фильтры.

1.3.2 Процедура загрузки катализатора

Работы по загрузке катализатора должны быть организованы таким образом, чтобы свести к минимуму измельчение катализатора и его потери. Тара с катализатором должна перемещаться с помощью механических приспособлений. Катализатор из тары пересыпается в загрузочный бункер, который поднят к загрузочному люку конвертора. При засыпке катализатора в конвертор используются тканевые рукава, погружаемые в конвертор до уровня насыпаемого слоя. Рукав следует постоянно перемещать по окружности. Для получения равномерной загрузки необходимо разравнивать катализатор специальными приспособлениями после засыпки.

Чтобы уменьшить давление на нижний слой катализатора и тем самым сохранить его прочность, загрузке катализатора должна предшествовать загрузка инертного слоя (керамических шаров). Высота инертного слоя должна составлять 100 мм. После загрузки конвертора производится очистка его от пыли воздухом по направлению снизу вверх через снятый люк. Затем люк закрыть, систему продуть инертным газом и испытать на герметичность.

1.3.3 Сушка катализатора

Свежий катализатор перед включением в работу сушится в потоке горячих дымовых газов в период разогрева системы на топливном газе в несколько этапов:

- разогрев до температуры $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ со скоростью не выше $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ в час;
- выдержка при $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ $4\div 6$ ч;
- подъем температуры до $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ со скоростью не выше $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ в час;
- выдержка при $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ не менее 4 ч.

После сушки, активации катализатора и разогрева топок-подогревателей необходимо охладить катализатор дымовыми газами до температуры начала конвертирования со скоростью не более $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ в ч (конвертор I-ой ступени – $240\div 400\text{ }^{\circ}\text{C}$, конвертор II-ой ступени – $215\div 400\text{ }^{\circ}\text{C}$, конвертор III-ей ступени – $205\div 400\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Выгрузка катализатора может производиться только после регенерации.

1.3.4 Регенерация катализатора

Для обеспечения длительной работы катализатора его необходимо регенерировать в два этапа - от образующихся в процессе сульфатов и от элементарной серы, накапливающейся в порах катализатора при нормальной эксплуатации.

I этап – регенерация катализатора от сульфатов.

Регенерации от сульфатов подвергается только катализатор марки CR 3S.

Температура в конверторах поднимается приблизительно на $20\div 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ по сравнению с уровнем обычных рабочих температур. После того, как температура стабилизируется на самом высоком уровне до $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ (как правило, это происходит в течение 12 часов), изменяется разность $\text{H}_2\text{S}-2\text{SO}_2$.

При регенерации необходимо, чтобы эта разность была смещена в сторону реакции восстановления, то есть необходимо избыточное количество H_2S , превышающее расчетное, для реакции с SO_2 .

Разность $\text{H}_2\text{S}-2\text{SO}_2=0$ должна составлять $\sim 0,5$.

Выдерживать температуру в слое катализатора $350\div 400\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение $36\div 48$ часов.

II этап - регенерация катализатора от адсорбированной элементарной серы. Перевести КУ-1А,Б на работу топливном газе (перед этим открыть задвижки и краны на подаче азота в конверторы Р-1/2/3 во избежание резкого скачка температуры).

Соотношение воздух/топливный газ выдерживать в пределах стехиометрии. Поддерживать температуру в конверторах $250\div 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ до полной очистки катализатора от серы, контролируя выход серы через

серозатворы на конденсаторах визуально. Контролировать пламя горелок в топочных камерах.

Поднять содержание O_2 в дымовых газах до 1 % об., и внимательно следить за температурой в слое катализатора. Если температура резко повысится, снизить расход воздуха на горелку и продолжать очистку катализатора от серы.

Если температура в слое катализатора остается на одном уровне, постепенно повышая концентрацию O_2 в дымовых газах до концентрации кислорода в воздухе, начать снижение температуры в конверторах.

Заключение

Наиболее распространенным и эффективным способом утилизации сероводорода, получаемого, например, в процессе переработке нефти, газоконденсатов или при аминной очистке газов от кислых компонентов (сероводорода с концентрацией 15-90% и двуокиси углерода), является Клаус-процесс, заключающийся в окислении сероводорода двуокисью серы при высокой температуре с образованием серы и воды. Однако затраты на применение этой дорогостоящей и сложной технологии оправдывают себя только при значительных объемах утилизации «кислого» газа (более 500 м³/час) с высоким содержанием в нем сероводорода (более 40% об.), которые могут быть получены при очистке более 10000 м³/час исходного газа, содержащего сероводород в качестве примеси.

При небольших объемах очищаемого от сероводорода газа (100-5000 м³/час) и низких концентрациях сероводорода (0,1-10% вес.) обычно используют химические способы утилизации сероводорода, с образованием безопасных продуктов и их дальнейшим использованием. Однако такие технологии требуют обеспечения расходными материалами и реагентами, утилизации продуктов реакции или переработки адсорбента, что возможно только при наличии развитой инфраструктуры, например, на нефте- или газоперерабатывающих заводах, и совершенно неприменимы в полевых условиях. Например, для очистки попутного нефтяного газа, характеризующегося исключительно малым дебитом (100-10000 м³/час) и низким избыточным давлением (до 0,5 МПа), потребовалось бы создание системы мощных компрессорных станций, использование специализированных легированных материалов для трубопроводов, что предопределяет безальтернативность создания установок очистки ПНГ в местах добычи.

2 Конструктивно-технологический раздел

2.1 Разработка технологической схемы установки

Кислый газ амина, подаваемый на установку утилизации сероводородного газа и производство гранулированной серы (далее установка), поступает в сепаратор С-1 для отделения капельной влаги. На входе на установку, на трубопроводе кислого газа амина, предусмотрен отсечной клапан HV-001 «НЗ» дистанционного управления.

На входе на установку осуществляется замер температуры, давления и расхода кислого газа амина.

Температура кислого газа амина 40 °С замеряется прибором ТЕ-1107 с выводом в контур TR-1107 для регистрации.

Давление кислого газа амина до 0,05 МПа (до 0,5 кгс/см²) замеряется прибором РТ-2133 с выводом в контур PR-2133 для регистрации.

Расход кислого газа амина от 315,2 до 630,4 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3126 с прибором FT-3126 с выводом в контур FRQ-3126 для регистрации хозрасчетной величины с корректировкой по температуре от ТЕ-1107 и давлению от РТ-2133.

В сепараторе С-1 осуществляется замер давления кислого газа амина от 0,0270 до 0,0467 МПа (от 0,270 до 0,467 кгс/см²) местным прибором PI-2001.

Уровень жидкости от 100 до 500 мм в сепараторе С-1 замеряется двумя приборами: прибором LT-4107 с выводом в операторную в контур LRCAHL-4107 для сигнализации максимального 500 мм и минимального 100 мм значений уровня и поддерживается дистанционным включением при максимальном уровне и автоматическим отключением при минимальном уровне насоса Н-4; прибором LT-4108 с выводом в операторную в контур LRSAHH-4108 для сигнализации и блокировки по аварийному максимальному уровню 550 мм конденсата кислого газа амина (закрытие клапанов: XV-001, XV-002А,В, FV-3103А,В, XV-003А,В и открытие клапанов: XV-007, XV-008).

Конденсат кислого газа амина из сепаратора С-1 откачивается с установки насосом Н-4.

На нагнетании насоса Н-4 осуществляется замер давления до 0,4 МПа (до 4,0 кгс/см²) местным прибором PI-2006.

Давление в корпусе насоса Н-4 0,32 МПа (3,2 кгс/см²) замеряется прибором

PSA-2175 с выводом в операторную в контур PSAHH-2175 для сигнализации и блокировки по аварийно максимальному значению параметра 0,32 МПа (3,2 кгс/см²) – остановка насоса Н-4.

На выходе с установки осуществляется замер температуры, давления и расхода конденсата кислого газа амина.

Температура конденсата кислого газа амина от 5 до 50 °С измеряется прибором TE-1113 с выводом в контур TR-1113 для регистрации.

Давление конденсата кислого газа амина до 0,359 МПа (до 3,590 кгс/см²) измеряется прибором PT-2134 с выводом в контур PR-2134 для регистрации.

Расход конденсата кислого газа амина от 0,18 до 0,36 м³/ч измеряется диафрагмой FE-3125 с прибором FT-3125 с выводом в контур FRQ-3125 для регистрации хозрасчетной величины.

Кислый газ амина из сепаратора С-1 направляется на подогрев в теплообменник Т-1.

Температура кислого газа амина от 40 до 50 °С на входе в Т-1 измеряется по месту прибором TI-1002.

Температура кислого газа амина 120 °С на выходе из Т-1 измеряется прибором TE-1145 с выводом в операторную в контур TRC-1145 для регистрации и регулирования температуры клапаном TV-1145, установленным на линии подачи пара в теплообменник Т-1.

Давление кислого газа амина от 0,018 до 0,042 МПа (от 0,18 до 0,42 кгс/см²) на входе в Т-1 измеряется по месту прибором PI-2002А.

Давление кислого газа амина от 0,017 до 0,039 МПа (от 0,17 до 0,39 кгс/см²) на выходе из Т-1 измеряется по месту прибором PI-2002В.

При остановке котлов КУ-1А,Б (два из двух) или при срабатывании блокировок безопасности на установке предусматривается сброс всего количества кислого газа амина на факел через отсечной клапан XV-007 «НО».

При остановке котла (одного из двух КУ-1А,Б) предусматривается сброс кислого газа амина на «малый» факел через регулирующий клапан с функцией отсечки PV-2138 «НО».

Регулирующий клапан PV-2138 «НО» при сбросе кислого газа амина на «малый» факел в контуре PRC-2138 регулирует давление кислого газа амина на выходе из С-1 «до себя», которое составляет 0,0464 МПа (0,464 кгс/см²) и измеряется прибором PT-2138 с выводом в операторную для регистрации.

Расход кислого газа амина на «малый факел» от 262,5 до 315,0 м³/ч измеряется диафрагмой FE-3119 с прибором FT-3119 с выводом в контур FR-3119 для регистрации.

При остановке системы весь остаточный кислый газ амина сбрасывается на факел через ручную запорную арматуру.

Факельный коллектор продувается топливным газом и азотом.

Расход топливного газа на продувку факельного коллектора регулируется клапаном FV-3133 «НЗ» с функцией отсечки, установленным на линии подачи топливного газа.

В случае прекращения подачи топливного газа обеспечена автоматическая подача азота.

При продувке факельного коллектора осуществляется замер давления и расхода топливного газа и азота на продувку.

Давление топливного газа на продувку факельного коллектора до регулятора расхода от 2,94 до 4,94 МПа (от 29,4 до 49,4 кгс/см²) замеряется по месту прибором PI-2011.

Давление топливного газа на продувку факельного коллектора после регулятора расхода до 0,05 МПа (до 0,5 кгс/см²) замеряется прибором PT-2115 с выводом в контур PR-2115 для регистрации.

Расход топливного газа на продувку факельного коллектора не менее 5,0 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3133 с прибором FT-3133А с выводом в операторную в контур FRCAL-3133А для регистрации, сигнализации по минимальному значению 4,0 м³/ч и регулированию расхода клапаном FV-3133 «НЗ», установленным на линии подачи топливного газа и прибором FT-3133В с выводом в операторную в контур FRSAL(LL)-3133В для регистрации, сигнализации и блокировки по аварийному минимальному значению 3,0 м³/ч (закрытие клапана FV-3133 «НЗ» и открытие клапана XV-015). Коррекция осуществляется от приборов TR-1119, PR-2108, QR-5104.

Давление азота на продувку факельного коллектора до игольчатого вентиля 0,1 МПа (1,0 кгс/см²) замеряется по месту прибором PI-2012.

Давление азота на продувку факельного коллектора после игольчатого вентиля до 0,05 МПа (до 0,5 кгс/см²) замеряется по месту прибором PI-2013.

Давление азота на продувку факельного коллектора до обратного клапана до 0,05 МПа (до 0,5 кгс/см²) замеряется по месту прибором PI-2014.

Расход азота на продувку факельного коллектора не менее 5,0 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3135 с прибором FT-3135 с выводом в контур FR-3135 для регистрации.

Кислый газ SWS, подаваемый на установку, поступает в сепаратор С-2 для отделения капельной влаги.

На входе на установку, на трубопроводе кислого газа SWS, установлен отсечной клапан HV-002 «НЗ» дистанционного управления и осуществляется замер температуры, давления и расхода кислого газа SWS.

Температура кислого газа SWS до 90 °С замеряется прибором TE-1103 с выводом в контур TR-1103 для регистрации.

Давление кислого газа SWS до 0,05 МПа (до 0,5 кгс/см²) замеряется прибором PT-2103 с выводом в контур PR-2103 для регистрации.

Расход кислого газа SWS от 39,5 до 78,9 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3109 с прибором FT-3109 с выводом в операторную в контур FRQ-3109

для регистрации с корректировкой по температуре от ТЕ-1103 и давлению от РТ-2103.

В сепараторе С-2 осуществляется замер давления кислого газа SWS от 0,0270 до 0,0467 МПа (от 0,270 до 0,467 кгс/см²) местным прибором PI-2008.

Уровень жидкости от 100 до 500 мм в сепараторе С-2 замеряется двумя приборами: прибором LT-4109 с выводом в операторную в контур LRCAHL-4109 для сигнализации максимального 500 мм и минимального 100 мм значений уровня и поддерживается дистанционным включением при максимальном уровне и автоматическим отключением при минимальном уровне насоса Н-5; прибором LT-4110 с выводом в операторную в контур LRSAHH-4110 для сигнализации и блокировки по аварийному максимальному уровню 550 мм конденсата кислого газа SWS (закрытие клапана XV-001 и открытие клапана XV-008).

Конденсат SWS газа из сепаратора С-2 выводится с установки насосом Н-5.

На нагнетании насоса Н-5 осуществляется замер давления до 0,4 МПа (до 4,0 кгс/см²) местным прибором PI-2019.

Давление в корпусе насоса Н-5 0,32 МПа (3,2 кгс/см²) замеряется прибором PSA-2176 с выводом в операторную в контур PSAHH- 2176 для сигнализации и блокировки по аварийному максимальному значению параметра 0,32 МПа (3,2 кгс/см²) – остановка насоса Н-5.

На выходе с установки осуществляется замер температуры, давления и расхода конденсата кислого газа SWS.

Температура конденсата кислого газа SWS до 90 °С замеряется прибором ТЕ-1155 с выводом в операторную в контур TR-1155 для регистрации.

Давление конденсата кислого газа SWS до 0,359 МПа (до 3,590 кгс/см²) замеряется прибором РТ-2135 с выводом в контур PR-2135 для регистрации.

Расход конденсата кислого газа SWS от 0,18 до 0,36 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3127 с прибором FT-3127 с выводом в контур FRQ-3127 для регистрации хозрасчетной величины.

При остановке системы остаточный кислый газ SWS сбрасывается на факел через отсечной клапан XV-008.

Далее кислый газ SWS подается на смешение в трубопровод подогретого кислого газа амина, с последующим разделением смешанного кислого газа на два потока с подачей последнего в котлы-утилизаторы КУ-1А,Б.

Перед смешением газа SWS с кислым газом амина на трубопроводе кислого газа SWS установлен отсечной клапан XV-001 «НЗ».

На общем потоке смешанного кислого газа осуществляется замер температуры и давления.

Температура смешанного кислого газа от 90 до 120 °С измеряется прибором

TE-1102 с выводом в операторную в контур TRAL-1102 для регистрации и сигнализации минимального значения 90 °С.

Давление смешанного кислого газа от 0,017 до 0,039 МПа (от 0,17 до 0,39 кгс/см²) измеряется прибором PT-2102 с выводом в операторную в контур PRAHL-2102 для регистрации, сигнализации минимального 0,017 МПа (0,17 кгс/см²) и максимального 0,039 МПа (0,39 кгс/см²) значений параметра.

Расход смешанного кислого газа от 64,5 до 353,6 м³/ч к котлу-утилизатору КУ-1А измеряется диафрагмой FE-3103А с приборами: FT-3103А с выводом в операторную в контур FRCAL-3103А для регистрации, сигнализации минимального значения 64,5 м³/ч, регулирования расхода клапаном FV-3103А «НЗ» с функцией отсечки, установленным на потоке смешанного кислого газа в КУ-1А; прибором FT-3103С с выводом в контур FRSA(LL)-3103С для регистрации, сигнализации и блокировки по минимальному значению расхода 44,5 м³/ч (закрытие клапанов XV-002А, FV-3103А и XV-003А). Уставной точкой для регулирования является давление в коллекторе смешанного газа, измеряемое прибором PRAHL-2102.

Замер расхода осуществляется с коррекцией по температуре от прибора TRAL-1102 и давлению от прибора PRAHL-2102 смешанного кислого газа в коллекторе.

Расход смешанного кислого газа от 64,5 до 353,6 м³/ч к котлу-утилизатору КУ-1Б измеряется диафрагмой FE-3103В с приборами: FT-3103В с выводом в операторную в контур FRCAL-3103В для регистрации, сигнализации минимального значения 64,5 м³/ч, регулирования расхода клапаном FV-3103В «НЗ» с функцией отсечки, установленным на потоке смешанного кислого газа в КУ-1А; прибором FT-3103D с выводом в контур FRSA(LL)-3103D для регистрации, сигнализации и блокировки по минимальному значению расхода 44,5 м³/ч (закрытие клапанов XV-002В, FV-3103В и XV-003В). Уставной точкой для регулирования является давление в коллекторе смешанного газа, измеряемое прибором PRAHL-2102 PRAHL-2102.

Замер расхода осуществляется с коррекцией по температуре от прибора TRAL-1102 и давлению от прибора PRAHL-2102 смешанного кислого газа в коллекторе.

После регуляторов установлены отсечные клапаны XV-002А,В «НЗ», входящие в систему ПАЗ.

После последней отключающей задвижки осуществляется замер давления (режим 60 % – от 0,013 до 0,016 МПа (от 0,13 до 0,16 кгс/см²); режим 120 % – от 0,0334 до 0,0336 МПа (от 0,334 до 0,336 кгс/см²)) смешанного кислого газа к котлу-утилизатору

КУ-1А,Б прибором РТ-2109А,В с выводом в операторную в контур PRSAH(НН)-2109А,В для регистрации, сигнализации (режим 60 % - 0,016 МПа (0,16 кгс/см²); режим 120 % - 0,0336 МПа (0,336 кгс/см²)) и блокировки по аварийному максимальному значению параметра (режим 60 % - 0,021 МПа (0,21 кгс/см²); режим 120 % - 0,045 МПа (0,45 кгс/см²)).

На горелке котла-утилизатора КУ-1А,Б осуществляется замер перепада давления до 0,01 МПа (до 0,1 кгс/см²) смешанного кислого газа прибором PDT-2123А,В с выводом в контур PDR-2123А,В для регистрации.

Потребителями топливного газа на установке являются котлы-утилизаторы

КУ-1А,Б (при пуске) и печь дожига П-1, работающая на топливном газе.

Топливный газ, подаваемый на установку, поступает в сепаратор С-3 для отделения капельной влаги.

На входе на установку, на трубопроводе топливного газа, установлен отсечной клапан HV-003 «НЗ» дистанционного управления.

На входе на установку осуществляется замер температуры, давления и расхода топливного газа.

Температура топливного газа 20 °С замеряется прибором ТЕ-1108 с выводом в контур TR-1108 для регистрации.

Давление топливного газа до 0,5 МПа (до 5,0 кгс/см²) замеряется прибором

РТ-2104 с выводом в контур PR-2104 для регистрации.

Расход топливного газа от 62,9 до 159,3 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3105 с прибором FT-3105 с выводом в контур FRQ-3105 для регистрации хозрасчетной величины.

В сепараторе С-3 осуществляется замер давления топливного газа от 0,0270 до 0,0467 МПа (от 0,270 до 0,467 кгс/см²) местным прибором PI-2010.

Уровень жидкости от 100 до 500 мм в сепараторе С-3 замеряется двумя приборами: прибором LT-4114 с выводом в операторную в контур LRCANL-4115 для сигнализации максимального 500 мм и минимального 100 мм значений уровня и для поддержания его постоянства автоматическим открытием и закрытием клапана регулятора уровня LV-4114 «НЗ» (открытие на 15 %); прибором LT-4115 с выводом в операторную в контур LRSANN-4115 для сигнализации и блокировки по аварийному максимальному уровню 550 мм (закрытие клапанов XV-003А,В, XV-004А,В и XV-005А,В).

Конденсат топливного газа из сепаратора С-3 под остаточным давлением выводится с установки.

На выходе с установки осуществляется замер температуры, давления и расхода конденсата топливного газа.

Температура конденсата топливного газа до 90 °С замеряется прибором ТЕ-1104 с выводом в операторную в контур TR-1104 для регистрации.

Давление конденсата топливного газа от 0,25 до 0,45 МПа (от 2,5 до 4,5 кгс/см²) измеряется прибором РТ-2105 с выводом в контур PR-2105 для регистрации.

Расход конденсата топливного газа от 0,15 до 0,30 м³/ч измеряется диафрагмой FE-3108 с прибором FT-3108 с выводом в контур FRQ-3108 для регистрации хозрасчетной величины.

При останове системы остаточный топливный газ сбрасывается на факел через ручную запорную арматуру.

На трубопроводе после сепаратора С-3 установлен газоанализатор QT-5104 с выводом в контур QR-5104 для замера плотности топливного газа с коррекцией к FY-3104А-2, FY-3104С, FY-3104В-2, FY-4104D, FRCSA-3133 и FY-3120-2.

Трубопровод топливного газа на выходе из сепаратора С-3 заключен в паровую рубашку во избежание выпадения конденсата в трубопроводах.

После паровой рубашки производится замер температуры и давления топливного газа.

Температура топливного газа 30 °С измеряется прибором TE-1119 с выводом в операторную в контур TR-1119 для регистрации.

Давление топливного газа от 0,200 до 0,494 МПа (от 2,00 до 4,94 кгс/см²) измеряется прибором РТ-2108 с выводом в контур PR-2108 для регистрации.

Воздух для сжигания кислых газов подается в горелку котла КУ-1А,Б от компрессора В-1,1Р.

Давление на нагнетании компрессора В-1,1Р от 0,02 до 0,07 МПа (от 0,2 до 0,7 кгс/см²) измеряется местными приборами PI-2004А,В и прибором РТ-2120 с выводом в операторную в контур PRCAL-2120 для регистрации, сигнализации минимального значения 0,02 МПа (0,2 кгс/см²) и регулирования давления клапаном PV-2120, установленным на сбросе воздуха в атмосферу.

После компрессора В-1,1Р осуществляется замер температуры и давления, которые входят в систему расчета количества воздуха на главные горелки КУ-1А,Б и на барботажную колонку К-1 в узле дегазации.

Температура воздуха от 20 до 85 °С измеряется прибором TE-1101 с выводом в контур TR-1101 для регистрации.

Давление воздуха от 0,02 до 0,07 МПа (от 0,2 до 0,7 кгс/см²) измеряется прибором РТ-2101 с выводом в контур PR-2101 для регистрации.

Воздух для сжигания кислых газов подается в горелку котла КУ-1А,Б через отсечные клапаны XV-003А,В «НЗ», входящие в систему ПАЗ.

Расхода основного потока воздуха (при работе: на кислом газе – от 67,3 до 703,4 м³/ч, на топливном газе – от 129,4 до 645,0 м³/ч) на горение в топку

котла-утилизатора КУ-1А,Б измеряется диафрагмой FE-3101А,В с приборами: FT-3101А,В с выводом в операторную в контур FFRCAL-3101А,В для регистрации, регулирования соотношения смешанный кислород газ/воздух при работе на кислород газе и сигнализации по минимальному значению 67,3 м³/ч – при работе на кислород газе и 129,4 м³/ч – при работе на топливном газе; прибором FT-3101С,Д при работе на топливном газе с выводом в операторную в контур FRSALL-3101С,Д для регистрации, сигнализации по минимальному значению 129,4 м³/ч и сигнализации и блокировки по аварийному минимальному значению 89,4 м³/ч (закрытие отсечных клапанов XV-003А,В, XV-004А,В и XV-005А,В).

Регулирование расхода основного воздуха в горелку осуществляется регулятором соотношения расхода смешанного кислород газе (при работе на кислород газе амина) или по расходу топливном газе (при розжиге котла). Регулирующий клапан установлен на линии подачи основного потока воздуха в горелку.

Расход основного потока воздуха регулируется клапаном, установленным на трубопроводе подачи основного потока воздуха. Расход основного потока воздуха выводится на суммирование с воздухом оптимизации. При минимальном аварийном расходе суммарного воздуха при работе на кислород газе срабатывает блокировка по системе ПАЗ.

Замер расхода основного потока воздуха осуществляется с коррекцией по температуре от прибора TR-1101А,В и давлению от прибора PR-2101А,В технологического воздуха.

Расход вспомогательного воздуха (воздуха оптимизации) от 7,7 до 78,2 м³/ч измеряется диафрагмой FE-3102А,В с приборами: FT-3102А,В с выводом в операторную в контур FRC-3102А,В для регистрации и регулирования расхода клапаном FV-3102А,В «НЗ», установленным на трубопроводе вспомогательного воздуха к основному расходу воздуха в котлы; прибором FT-3102С,Д для вывода расхода вспомогательного воздуха на суммирование с основным потоком воздуха к прибору FУ-3102С,Д-2.

Замер расхода вспомогательного потока воздуха осуществляется с коррекцией по температуре от прибора TR-1101А,В и давлению от прибора PR-2101А,В технологического воздуха.

Суммарный расход воздуха в горелку котла-утилизатора КУ-1А,Б рассчитывается в контуре FRSAL(LL)-3101С/Д-1 на основании расходов основного воздуха по FE-3101А,В и вспомогательного воздуха по FE-3102А,В. В контуре осуществляется сигнализация минимального значения 117 м³/ч и сигнализация и блокировка работы горелки котла-утилизатора КУ-1А,Б по аварийному минимальному расходу 77,0 м³/ч при работе котла-утилизатора на кислород газе.

Достижение максимального выхода серы обеспечивается оптимизацией процесса, которая заключается в автоматической корректировке подачи части воздуха в зависимости от показаний газоанализатора QT-5101 на

разность $H_2S-2SO_2=0$ в отходящем газе, установленного после сероуловителя Е-1.

Корректировка осуществляется воздействием на регулирующий клапан FV-3102A,B, установленный на байпасе к основному расходу воздуха на горение.

Перед подачей в горелки котлов-утилизаторов КУ-1A,B воздух подогревается в теплообменниках Т-2A,B.

На входе воздуха в теплообменник Т-2A,B производится замер температуры от 20 до 85 °С и давления от 0,020 до 0,044 МПа (от 0,20 до 0,44 кгс/см²) по месту приборами ПИ-1001A,B и РИ-2003A,C.

Температура подогрева воздуха 120 °С регулируется клапаном TV-1112A,B «НЗ», установленным на линии подачи пара в межтрубное пространство теплообменников Т-2A,B и замеряется прибором ТЕ-1112A,B с выводом в операторную в контур TRC-1112A,B.

На выходе воздуха из теплообменника Т-2A,B производится замер давления от 0,020 до 0,034 МПа (от 0,20 до 0,34 кгс/см²) по месту прибором РИ-2003B,D.

На входе в котел-утилизатор КУ-1A,B осуществляется замер давления от 0,0130 до 0,0336 МПа (от 0,130 до 0,336 кгс/см²) технологического воздуха после последней отключающей задвижки прибором РТ-2106A,B с выводом в контур PR-2106A,B для регистрации.

На горелке котла-утилизатора КУ-1A,B осуществляется замер перепада давления до 0,01 МПа (до 0,1 кгс/см²) технологического воздуха прибором PDT-2107A,B с выводом в контур PDR-21007A,B для регистрации.

В топке котла-утилизатора КУ-1A,B осуществляется замер температуры.

Для розжига горелки котла-утилизатора КУ-1A,B предусмотрена система автоматического розжига. Для безопасной работы горелки предусмотрены приборы контроля пламени ВЕ-6102A,B и ВЕ-6103A,B. При погасании детектора контроля пламени (два из двух) в горелке КУ-1A,B срабатывает блокировка (BSAL-6102A,B, BSAL-6103A,B) по системе ПАЗ. При этом происходит закрытие клапанов XV-002A,B, XV-003A,B, XV-004A,B, XV-005A,B и FV-3103A,B).

Питание котлов-утилизаторов КУ-1A,B осуществляется питательной водой от насоса Н-1,1Р.

Расход питательной воды от 0,93 до 1,31 м³/ч в котел-утилизатор КУ-1A,B замеряется диафрагмой FE-3111A,B с прибором FT-3111A,B с выводом в операторную в контур FRC-3111A,B для регистрации и регулирования

расхода клапаном FV-3111A,B, установленным на линии подачи питательной воды в КУ-1A,B по количеству вырабатываемого пара с корректировкой по уровню в барабане котла.

Уровень воды от 200 мм до 400 мм в котле-утилизаторе КУ-1A,B замеряется двумя приборами: прибором LT-4101A,B с выводом в операторную в контур LRCANL-4101A,B для регистрации, сигнализации по минимальному 200 мм и максимальному 400 мм значению и регулирования уровня клапаном расхода FV-3111A,B «НО», установленным на линии подачи питательной воды в котлы; прибором LT-4102A,B с выводом в операторную в контур LRSA(LL)(HH)-4102A,B для блокировки по аварийному минимальному 150 мм и максимальному 450 мм значению уровня.

На выходе пара из котлов-утилизаторов КУ-1A,B установлены отсечные клапаны HV-004A,B «НО» дистанционного управления.

Прибором PT-2111A,B осуществляется замер давления пара до отсечного клапана до 1,35 МПа (13,5 кгс/см²) с выводом в операторную в контур PRSAH(HH)-2111A,B для регистрации, сигнализации 1,35 МПа (13,5 кгс/см²) и блокировки 1,43 МПа (14,3 кгс/см²) по максимальному значению параметра.

Давление пара после отсечного клапана перед диафрагмой замеряется прибором PT-2112A,B с выводом в операторную в контур PRC-2112A,B для регистрации и регулирования давления «до себя» клапаном PV-2112A,B, установленным на линии выхода пара.

От котла-утилизатора КУ-1A,B осуществляется замер расхода пара от 852,0 до 1040,5 кг/ч диафрагмой FE-3110A,B с прибором FT-3110A,B с выводом в контур FRC-3110A,B для регистрации и регулирования.

Далее пар объединяется от двух котлов и выводится в заводскую сеть.

На выходе с установки осуществляется замер температуры, давления и расхода выводимого с установки пара.

Температура пара от 194 до 250 °С замеряется прибором TE-1158 с выводом в операторную в контур TR-1158 для регистрации.

Давление пара от 0,05 до 1,20 МПа (от 0,5 до 12,0 кгс/см²) замеряется прибором

PT-2163 с выводом в операторную в контур PRAL-2163 для регистрации и сигнализации по минимальному значению 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) параметра.

Расход пара до 2080 кг/ч замеряется диафрагмой FE-3140 с прибором FT-3140 с выводом в контур FRQ-3140 для регистрации хозрасчетной величины.

В период розжига для продувки горелок котлов-утилизаторов КУ-1A,B предусмотрена подача азота в линию смешанного кислого газа.

На линии азота установлены отсечные клапаны XV-006A,B «НЗ».

На трубопроводе подачи азота в линию смешанного кислого газа на входе В КУ-1А,В осуществляется замер давления и расхода.

Давление азота до 0,1 МПа (до 1,0 кгс/см²) замеряется по месту прибором РІ-2049А,В.

Расход азота не менее 368 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3106А,В с прибором FT-3106А,В с выводом в контур FR-3106А,В для регистрации.

Для пуска котлов-утилизаторов КУ-1А,Б предусмотрена подача топливного газа и осуществляется замер давления и расхода.

После последней отключающей задвижки замер давления до 0,11 МПа (до 1,1 кгс/см²) топливного газа к коту-утилизатору КУ-1А,Б прибором РТ-2110А,В с выводом в операторную в контур PRSAH(НН)-2110А,В для регистрации, сигнализации 0,113 МПа (0,113 кгс/см²) и блокировки по максимальному значению параметра 0,123 МПа (0,123 кгс/см²).

Расход топливного газа при розжиге от 39,6 до 58,6 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3104А,В с двумя приборами. Прибором FT-3104А,В с выводом в операторную в контур FFRC-3104А,В для регистрации и регулирования расхода клапаном FV-3104А,В «НЗ», установленным на линии подачи топливного газа в горелки камер сгорания котлов-утилизаторов КУ-1А,Б. Уставная точка регулирования соотношения топливный газ/воздух к прибору FFRC-3101А,В. Коррекция осуществляется от приборов PR-2108, TR-1119 и QR-5104.

Прибором FT-3104С,Д с выводом в операторную в контур FRSAI(LL)-3104С,Д для регистрации, сигнализации 6,0 кг/ч и блокировки 3,8 кг/ч по аварийному минимальному значению параметра. Коррекция от приборов PR-2108, TR-1119 и QR-5104.

На линии подачи топливного газа в котлы КУ-1А,Б установлены по два отсечных клапана XV-004А,В «НЗ» и XV-005А,В «НЗ». Клапаны XV-004А,В «НЗ» и XV-005А,В «НЗ» входят в систему ПАЗ.

На горелке котла-утилизатора КУ-1А,Б осуществляется замер перепада давления до 0,1 МПа (до 1,0 кгс/см²) топливного газа прибором PDT-2124А,В с выводом в контур PDR-2124А,В для регистрации.

При работе котлов-утилизаторов КУ-1А,Б на топливном газе (при пуске и остановке), во избежание достижения температуры в топке выше допустимой, предусматривается подача пара в линию смешанного кислого газа.

В топке котла-утилизатора КУ-1А,В осуществляется замер температуры топочных газов: при розжиге от 0 до 1000 °С – прибором ТЕ-1105А,В с выводом в контур

TR-1105A,B для регистрации; при работе от 1250 до 1400 °С – прибором ТЕ-1106A,B с выводом в контур ТРАHL-1106A,B для регистрации, сигнализации минимального 1250 °С и максимального 1400 °С значений параметра.

На линии пара ведется контроль давления и расхода пара.

Давление пара от 0,25 до 0,39 МПа (от 2,5 до 3,9 кгс/см²) измеряется прибором РТ-2125A,B с выводом в операторную в контур PRAAL-2125A,B для регистрации и сигнализации по минимальному значению 0,25 МПа (2,5 кгс/см²).

Расход пара от 46,9 до 54,9 кг/ч измеряется диафрагмой FE-3107A,B с прибором FT-3107A,B с выводом в контур FR-3107A,B для регистрации.

После котлов-утилизаторов КУ-1A,B осуществляется замер температуры технологического газа от 285 до 300 °С прибором ТЕ-1115A,B с выводом в контур TR-1115A,B для регистрации.

Технологический газ после котлов-утилизаторов КУ-1A,B объединяется и направляется на I ступень двухступенчатого конденсатора-генератора КУ-2.

Сера, образовавшаяся в термической ступени, конденсируется и через серозатвор Е-5 выводится из конденсатора-генератора КУ-2 в подземный сборник для дегазации и хранения жидкой серы Е-11.

Конденсатор-генератор КУ-2 по газу разделен на две ступени: первая ступень служит для охлаждения газа после термической ступени, вторая – после I-ой каталитической; паровая часть является общей.

На выходе после термической ступени осуществляется замер температуры технологического газа от 145 до 160 °С прибором ТЕ-1116 с выводом в контур TR-1116 для регистрации.

На выходе после I-ой каталитической ступени осуществляется замер температуры технологического газа от 145 до 160 °С прибором ТЕ-1125 с выводом в контур TR-1125 для регистрации.

Питательная вода в конденсатор-генератор КУ-2 подается насосом низкого давления Н-2,2Р.

На линии подачи питательной воды в конденсатор-генератор КУ-2 осуществляется замер расхода от 0,23 до 0,58 м³/ч питательной воды диафрагмой FE-3113 с прибором FT-3113 с выводом в контур FR-3113 для регистрации.

Уровень воды от 200 мм до 400 мм в конденсаторе-генераторе КУ-2 измеряется прибором LT-4104 с выводом в операторную в контур LRCAHL-4104 для регистрации, сигнализации по минимальному 200 мм и максимальному 400 мм значению, и регулирования уровня клапаном LV-4104 «НО», установленным на линии подачи питательной воды в конденсатор.

На выходе пара из конденсатора-генератора КУ-2 установлен отсечной

клапан HV-005 «НО» дистанционного управления.

Давление пара до 0,4 МПа (0,4 кгс/см²) после КУ-2 замеряется прибором РТ-2113 с выводом в операторную PRC-2113 для регистрации и регулирования давления «до себя» клапаном PV-2113 «НО», установленным на линии выхода пара.

После конденсатора-генератора КУ-2 осуществляется замер расхода пара от 211,1 до 457,7 кг/ч диафрагмой FE-3112 с прибором FT-3112 с выводом в контур FR-3112 для регистрации.

Технологический газ далее направляется в электронагреватель I ступени Эт-1.

На выходе из электронагревателя Эт-1 осуществляется замер температуры 240 °С прибором TRC-1136. Температура технологического газа на выходе из Эт-1 поддерживается регулятором, входящим в комплект системы управления электронагревателя. Показание датчика температуры технологического газа на выходе из электронагревателя является уставной точкой для регулирования электрической мощности нагревательных элементов. Коррекция уставной точки осуществляется по показанию прибора замера температуры технологического газа TRCANL-1120 на выходе из конвертора Р-1.

Технологический газ из электронагревателя I ступени Эт-1 поступает в конвертор I ступени Р-1, представляющий собой горизонтальный цилиндрический аппарат, внутри которого располагается слой высокоэффективных катализаторов марок CRS-31 и CR 3S. На слое катализатора происходит каталитическое окисление H₂S до серы, идущее с выделением тепла, при этом, температура технологического газа на выходе из конвертора Р-1 повышается.

В конверторе Р-1 осуществляется замер температуры в слое катализатора от 200 до 350 °С прибором ТЕ-1118А,В,С с выводом в операторную в контур TRANL-1118А,В,С для регистрации, сигнализации по минимальному 200 °С (только при работе на кислом газе амина) и максимальному 350 °С значениям температуры.

На выходе из конвертора осуществляется замер температуры технологического газа от 270 до 320 °С прибором ТЕ-1120 с выводом в операторную в контур TRCANL-1120 для сигнализации по минимальному 270 °С и максимальному 270 °С значениям температуры. По показанию прибора осуществляется коррекция уставной точки регулирования нагрева газа в электронагревателе Эт-1.

Для охлаждения и конденсации серы газ из конвертора Р-1 направляется во
II ступень конденсатора-генератора КУ-2.

Сконденсированная сера через серозатвор Е-6 отводится в подземный сборник для дегазации и хранения жидкой серы Е-11.

Вторая ступень каталитической конверсии Р-2 технологического газа с его предварительным подогревом в электронагревателе II ступени Эт-2 аналогична первой ступени.

На выходе из электронагревателя Эт-2 осуществляется замер температуры от 215 до 230 °С прибором TRC-1137. Температура технологического газа на выходе из Эт-2 поддерживается регулятором, входящим в комплект системы управления электронагревателя. Показание датчика температуры технологического газа на выходе из электронагревателя является уставной точкой для регулирования электрической мощности нагревательных элементов. Коррекция уставной точки осуществляется по показанию прибора замера температуры технологического газа TRCANL-1124 на выходе из конвертора Р-2.

Технологический газ из электронагревателя II ступени Эт-2 поступает в конвертор II ступени Р-2.

В конверторе Р-2 осуществляется замер температуры в слое катализатора от 200 до 350 °С прибором ТЕ-1122А,В,С с выводом в операторную в контур TRANL-1122А,В,С для регистрации, сигнализации по минимальному 200 °С (только при работе на кислом газе амина) и максимальному 350 °С значениям температуры.

На выходе из конвертора осуществляется замер температуры технологического газа от 210 до 260 °С прибором ТЕ-1124 с выводом в операторную в контур TRCANL-1124 для сигнализации по минимальному 210 °С и максимальному 260 °С значениям температуры. По показанию прибора осуществляется коррекция уставной точки регулирования нагрева газа в электронагревателе Эт-2.

Для охлаждения и конденсации серы газ из конвертора Р-2 направляется в I-ую ступень конденсатора-генератора КУ-3.

Конденсатор-генератор КУ-3 по газу разделен на две ступени: первая ступень служит для охлаждения газа после II-ой каталитической ступени, вторая – после III-ей каталитической; паровая часть является общей.

Сконденсировавшаяся сера через серозатвор Е-7 отводится в подземный сборник для дегазации и хранения жидкой серы Е-11.

За счет понижения давления вырабатываемого конденсатором-генератором КУ-3 насыщенного пара достигается за более глубокое охлаждение газа и уменьшается унос серы. Пар конденсируется в аппарате воздушного охлаждения Хв-1. При этом температура отходящего технологического газа снижается до температуры от 130 до 135 °С и замеряется прибором ТЕ-1130 с выводом в контур TR-1130 для регистрации.

Уровень воды от 200 мм до 400 мм в конденсаторе-генераторе КУ-3

поддерживается в ручном режиме и замеряется прибором LT-4105 с выводом в контур LRAHL-4105 для регистрации + и сигнализации минимального 200 мм и максимального 400 мм значений параметра.

Давление пара от 0,126 до 0,170 МПа (от 1,26 до 1,70 кгс/см²) после конденсатора-генератора КУ-3 замеряется прибором РТ-2114 с выводом в операторную в контур PRC-2114 для регистрации и регулирования давления клапаном PV-2114, установленным на выходе пара из КУ-3.

Выработанный пар конденсируется в аппарате воздушного охлаждения Хв-1 и в виде конденсата возвращается на питание конденсатора КУ-3.

Температура конденсата от 100 до 125 °С на выходе из аппарата воздушного охлаждения Хв-1 регулируется частотным преобразователем за счет изменения числа оборотов электродвигателя вентилятора замеряется прибором ТЕ-1114 с выводом в операторную в контур TRCANL-1114 для регистрации и сигнализации минимального 100 °С и максимального 125 °С значений параметра.

Питательная вода в конденсатор-генератор КУ-3 подается насосом низкого давления Н-2,2Р.

Третья ступень каталитической конверсии Р-3 технологического газа с его предварительным подогревом в электронагревателе III ступени Эт-3 аналогична I и II ступеням.

Технологический газ из I ступени конденсатора-генератора КУ-3 направляется в электронагреватель III ступени Эт-3.

На выходе из электронагревателя Эт-3 осуществляется замер температуры от 205 до 215 °С прибором TRC-1138. Температура технологического газа на выходе из Эт-3 поддерживается регулятором, входящим в комплект системы управления электронагревателя. Показание датчика температуры технологического газа на выходе из электронагревателя является уставной точкой для регулирования электрической мощности нагревательных элементов. Коррекция уставной точки осуществляется по показанию прибора замера температуры технологического газа TRCANL-1129 на выходе из конвертора Р-3.

Технологический газ из электронагревателя III ступени Эт-3 поступает в конвертор III ступени Р-3.

В конверторе Р-3 осуществляется замер температуры в слое катализатора от 190 до 350 °С прибором ТЕ-1127А,В,С с выводом в операторную в контур TRAHL-1127А,В,С для регистрации, сигнализации по минимальному 190 °С (только при работе на кислом газе амина) и максимальному 350 °С значениям температуры.

На выходе из конвертора осуществляется замер температуры технологического газа от 190 до 220 °С прибором ТЕ-1129 с выводом в операторную в контур

TRCAHL-1129 для сигнализации по минимальному 190 °С и максимальному 220 °С значениям температуры. По показанию прибора осуществляется коррекция уставной точки регулирования нагрева газа в электронагревателе Эт-3.

Для охлаждения и конденсации серы газ из конвертора Р-3 направляется во II-ую ступень конденсатора-генератора КУ-3.

Температура отходящего технологического газа из КУ-3 не менее 125 °С замеряется прибором ТЕ-1131 с выводом в контур TR-1131 для регистрации.

Сконденсировавшаяся сера через серозатор Е-8 отводится в подземный сборник для дегазации и хранения жидкой серы Е-11.

Далее технологический газ направляется в сероуловитель Е-1, где происходит отделение капельной серы.

Температура отходящего технологического газа из КУ-3 в Е-1 не менее 125 °С замеряется прибором ТЕ-1130 с выводом в контур TR-1130 для регистрации.

Жидкая сера через серозатор Е-9 отводится в подземный сборник для дегазации и хранения жидкой серы Е-11.

На линии выхода технологического газа из сероуловителя Е-1 установлен газоанализатор QT-5101 на содержание в технологическом газе: SO₂ (до 0,13 % об.) – поз.QRAH-5101-1, H₂S (до 0,25 % об.) – поз.QRAH-5101-2 и на разность H₂S-2SO₂ (от минус 5 до плюс 5 % об.) – поз.QRCAHL-5101.

Технологический газ из сероуловителя направляется на обезвреживание в печь дожигания П-1. В печи дожигания П-1 обезвреживается также паровоздушная смесь от подземного сборника для дегазации и хранения жидкой серы Е-11. Паровоздушная смесь в печь дожигания подается эжекторами Эж-1А,Б.

Температурный режим, необходимый для дожигания остаточного сероводорода и других вредных примесей, содержащихся в технологическом газе, создается в печи П-1 за счет тепла сжигания топливного газа.

Расход топливного газа от 57,9 до 154,3 м³/ч в печь дожигания П-1 замеряется диафрагмой FE-3120 с прибором FT-3120 с выводом в операторную в контур FRC-3120 для регистрации и регулирования соотношения топливный газ / воздух к прибору FFRCA-3121 с уставной точкой регулирования от TRCAHL-1142. Корректировка осуществляется от приборов TR-1119, PR-2108 и QR-5104.

На линии подачи топливного газа в горелку печи дожигания П-1 установлены два отсечных клапана XV-010 «НЗ» и XV-011 «НЗ». Клапаны XV-010 «НЗ» и XV-011 «НЗ» входят в систему ПА3.

На линии подачи топливного газа на горелку печи дожигания П-1

осуществляется замер давления топливного газа после последней отключающей задвижки от 0,002 МПа (0,02 кгс/см²) при пуске и до 0,081 МПа (до 0,81 кгс/см²) при работе двумя приборами: прибором РТ-2141 с выводом в операторную в контур PRSAH(HH)-2141 для регистрации, сигнализации 0,081 МПа (0,81 кгс/см²) и блокировки 0,082 МПа (0,82 кгс/см²) по максимальному значению параметра; прибором РТ-2142 с выводом в операторную в контур PRSAL(LL)-2142 для регистрации, сигнализации 0,002 МПа (0,02 кгс/см²) и блокировки 0,001 МПа (0,01 кгс/см²) по минимальному значению параметра.

На горелке печи дожига П-1 осуществляется замер перепада давления до 0,08 МПа (до 0,8 кгс/см²) топливного газа прибором РДТ-2144 с выводом в контур РДР-2144 для регистрации.

Воздух в печь дожига П-1 подается от воздушного компрессора В-2,2Р.

Давление на нагнетании турбокомпрессора В-2,2Р регулируется клапаном, установленным на сбросе воздуха в атмосферу.

На нагнетании турбокомпрессора осуществляется замер температуры и давления воздуха.

Давление на нагнетании компрессора В-2,2Р от 0,005 до 0,02 МПа (от 0,05 до 0,2 кгс/см²) замеряется местными приборами РІ-2005А,В и прибором РТ-2122 с выводом в операторную в контур PRCAL-2122 для регистрации, сигнализации минимального значения 0,005 МПа (0,05 кгс/см²) и регулирования давления клапаном РV-2122 «НО», установленным на сбросе воздуха в атмосферу.

Температура воздуха от 20 до 85 °С после турбокомпрессора В-2,2Р замеряется прибором ТЕ-1141 с выводом в контур TR-1141 для регистрации.

Давление воздуха от 0,005 до 0,02 МПа (от 0,05 до 0,2 кгс/см²) после турбокомпрессора В-2,2Р замеряется прибором РТ-2121 с выводом в контур PR-2121 для регистрации.

Температура воздуха, замеряемая прибором TR-1141 и давление воздуха, замеряемое прибором PR-2121, входят в систему расчета количества воздуха.

На входе воздуха для дожига газов в горелку печи дожига П-4 установлен отсечной клапан XV-009 «НЗ», входящий в систему ПА3.

Расход первичного воздуха от 130,0 до 723,2 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3121 с прибором FT-3121 с выводом в операторную в контур FFRCAL-3121 для регистрации, сигнализации минимального значения 130,0 м³/ч и регулирования соотношения топливный газ / воздух к прибору FRC-3120 клапаном FV-3121 «НЗ», установленным на линии подачи первичного воздуха в камеру сгорания печи дожига.

Корректировка расхода первичного воздуха осуществляется от приборов TR-1141 и PR-2121.

Расход вторичного воздуха от 146,0 до 271,2 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3122 с прибором FT-3122 с выводом в операторную в контур FFRC-3122 для регистрации и регулирования соотношения топливный газ / воздух к прибору FRC-3120 клапаном FV-3122 «НЗ», установленным на линии подачи вторичного воздуха в камеру сгорания печи дожига.

Корректировка расхода вторичного воздуха осуществляется от приборов TR-1141, PR-2121.

Расход воздуха окисления от 57,8 до 177,0 м³/ч замеряется диафрагмой FE-3123 с прибором FT-3123 с выводом в операторную в контур FFRC-3123 для регистрации регулирования расхода клапаном FV-3123 «НЗ», установленным на линии подачи воздуха окисления в камеру смешения печи дожига. Уставная точка регулирования – от прибора QRC-5102 с коррекцией от прибора TRCSAH-1142.

Корректировка расхода воздуха окисления осуществляется от приборов TR-1141 и PRCA-2121.

На линии подачи первичного и вторичного воздуха осуществляется замер давления первичного и вторичного воздуха перед горелкой печи дожига П-1 после последней отключающей задвижки.

Давление первичного воздуха от 0,0002 до 0,007 МПа (от 0,002 до 0,07 кгс/см²) замеряется прибором PT-2139 с выводом в операторную в контур PRSAL(LL)-2139 для регистрации, сигнализации 0,0002 МПа (0,002 кгс/см²) и блокировки 0,0001 МПа (0,001 кгс/см²) по минимальному значению параметра.

Давление вторичного воздуха от 0,0001 – при пуске, до 0,007 МПа – при работе (от 0,002 до 0,07 кгс/см²) замеряется прибором PT-2140 с выводом в контур PR-2140 для регистрации.

Также осуществляется замер перепада давления по первичному воздуху на горелке печи дожига П-1.

Перепад давления до 0,006 МПа (до 0,06 кгс/см²) по первичному воздуху замеряется прибором PDT-2146 с выводом в контур PDR-2146 для регистрации.

Для розжига горелки печи дожига П-1 предусмотрена система автоматического розжига. Для безопасной работы горелки предусмотрены два прибора контроля пламени BE-6105, BE-6106. При погасании детектора контроля пламени в горелке 41П-1 (два из двух) срабатывает блокировка (BSAL-6105, BSAL-6106) по системе ПАЗ. При этом происходит закрытие клапанов XV-009, XV-010 и XV-011.

Температура технологического газа от 700 до 800 °С в печи дожига П-1 замеряется двумя приборами: прибором TE-1142 с выводом в операторную в контур TRCANL-1142 для регистрации, сигнализации минимального 700 °С и максимального 800 °С значений, и регулирования температуры, с уставной

точкой регулирования к прибору FRC-3120, FRC-3123; прибором TE-1143 с выводом в операторную в контур TRSAHH-1143 для регистрации и блокировки по максимальному значению температуры 820 °С.

После печи дожига П-1 дымовые газы проходят газопровод и рассеиваются в атмосфере через существующую дымовую трубу S-25. В газопровод также подается вентвоздух от узла грануляции.

Дымовые газы после печи дожига П-1 разбавляются за счет организованного подсоса воздуха из атмосферы и сбрасываются через существующую дымовую трубу S-25. При этом сохраняется ее температурный режим.

Температура дымовых газов до 600 °С после разбавления замеряется прибором TE-1144 с выводом в операторную в контур TRCAN-1144 для регистрации, сигнализации максимального значения температуры до 600 °С, и регулирования величиной подсоса с помощью клапана TV-1144 «НО», установленного на линии входа воздуха в газопровод печи дожига.

Затем дымовые газы смешиваются с вентиляционным воздухом от узла грануляции (при условии его работы) и сбрасываются в существующую дымовую трубу S-25.

Температура дымовых газов от 373 до 550 °С после сброса вентвоздуха замеряется прибором TE-1140 с выводом в контур TR-1140 для регистрации.

В газопроводе к дымовой трубе осуществляется замер разрежения от 0,0002 до 0,001 МПа (от 0,002 до 0,01 кгс/см²) прибором PT-2143 с выводом в операторную в контур PRSAL(LL)-2143 для регистрации, сигнализации 0,0002 МПа (0,002 кгс/см²) и блокировки 0,0001 МПа (0,001 кгс/см²) по минимальному значению параметра.

2.2 Расчет основных параметров

2.2.1 Расчет горелки и сопел

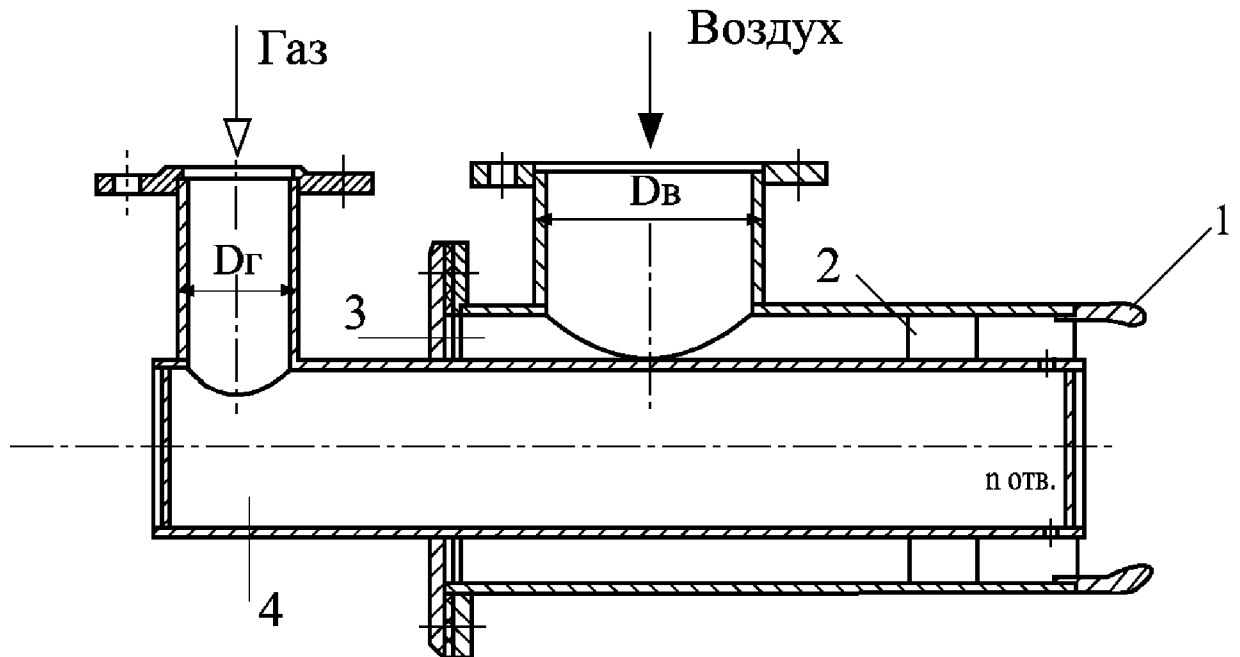


Рисунок 2 - Коаксиальная горелка типа "труба в трубе"

1- огневого насадка с пережимом, 2 - лопатки, 3 - воздушная камера,
4 – газовый коллектор

Исходные данные для расчета горелки, где

α - коэффициент избытка воздуха;

$W_{\text{В}}$ - скорость воздуха, м/с;

W_{Γ} - скорость газа на выходе из сопел, м/с;

$t_{\text{в}}$ - температура горячего воздуха, °С;

t_{Γ} - температура газа, °С;

G_{Γ}° - объемный расход газа на горелку (при н.у.), м³/ч;

$W_{\Gamma.\text{тр.}}$ - скорость газа в трубе (в газовом коллекторе), м/с;

$\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{C}_3\text{H}_8, \text{C}_4\text{H}_{10}, \text{N}_2, \text{CO}_2$ - состав газа по объему, %;

ρ_{Γ}° - плотность газа (при 0 °С), кг/м³;

$Q_i^{\text{д}}$ - теплота сгорания газа, МДж/м³;

Порядок расчёта

1. Согласно материальному балансу процесса горения газа определяются:

1.1. Объём воздуха, теоретически необходимый для сжигания газа V^o , $\text{м}^3/\text{м}^3$

1.2. Теоретический объём продуктов сгорания:

1.2.1. Объём трёхатомных газов $V_{\text{RO}_2}^i$, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

1.2.2. Объём азота $V_{\text{N}_2}^o$, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

1.2.3. Объём водяных паров $V_{\text{H}_2\text{O}}^i$, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

1.2.4. Суммарный теоретический объём продуктов сгорания $V^o_{\text{г}}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

1.3. Действительный объём воздуха V , $\text{м}^3/\text{м}^3$

1.4. Действительный объём продуктов сгорания:

1.4.1. Объём трёхатомных газов: V_{RO_2} , $\text{м}^3/\text{м}^3$;

1.4.2. Объём двухатомных газов: V_{R_2} , $\text{м}^3/\text{м}^3$;

1.4.3. Объём водяных паров $V_{\text{H}_2\text{O}}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

1.4.4. Суммарный действительный объём продуктов сгорания $V_{\text{г}}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

2. Действительный объёмный расход воздуха (при заданной температуре воздуха) $G_{\text{в}}$, $\text{м}^3/\text{с}$

$$G_{\text{в}} = V \cdot G_{\text{а}}^i \cdot \frac{t_{\text{а}} + 273}{273} \quad (12)$$

3. Действительный объёмный расход газа (при заданной температуре газа) $G_{\text{г}}$, $\text{м}^3/\text{с}$

$$G_{\text{г}} = G_{\text{а}}^i \cdot \frac{t_{\text{а}} + 273}{273} \quad (13)$$

4. Из уравнения расхода газа определяется внутренний диаметр газоподводящей трубы (газового коллектора) (рисунок 2) $d_{\text{вн}}$:

$$G_{\text{а}} = \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4} W_{\text{г.тр}}, \quad (14)$$

где $W_{\text{г.тр}}$ – скорость газа в коллекторе.

5. Наружный диаметр газового коллектора

$$d_H = d_{BH} + 2\delta_{CT}, \quad (15)$$

где δ_{CT} - толщина стенки газового коллектора, $\delta_{CT} = 4$ мм.

6. Из уравнения расхода воздуха

$$G_B = \frac{\pi}{4} (D_{BH}^2 - d_H^2) \cdot W_{г.тр} \quad (16)$$

определяется внутренний диаметр наружной воздухоподводящей трубы D_{BH} .

9. Определение глубины проникновения больших и малых струй газа в воздушный поток.

При расчёте глубины проникновения струй газа, истекающих из больших и малых сопел, исходят из предположения, что в том сечении, где большие и малые струи принимают направление потока воздуха, они соприкасаются друг с другом, а внешняя граница больших струй достигает внешней границы кольцевого канала. При этом диаметры струй

$$D_{стр} = 0,75H \quad (17)$$

$$d_{стр} = 0,75h$$

Из схемы распространения струй в кольцевом канале следует, что глубина проникновения больших струй

$$H + \frac{D_{стр}}{2} = \frac{D_{BH} - d_H}{2}, \quad H + 0,375H = \frac{D_{BH} - d_H}{2}, \quad H = \frac{D_{BH} - d_H}{2,75} \quad (18)$$

а малых

$$h + \frac{d_{стр}}{2} = H - \frac{D_{стр}}{2}, \quad h + 0,375h = H - 0,375h, \quad h = \frac{0,625}{1,375} H \quad (19)$$

10. По формуле определяются диаметры больших d_6 и малых сопел d_M (при этом принимается $K_s = 1,6$)

11. Принимая, что, согласно рекомендациям, при центральной подаче газа 80 % его объёма подаётся через большие сопла, а 20 % – через малые, определяются геометрические характеристики горелки:

суммарная площадь больших и малых сопел

$$\sum f_{\text{б}} = 0,8 \frac{G_{\text{г}}}{W_{\text{г}}} \quad (20)$$

$$\sum f_{\text{м}} = 0,2 \frac{G_{\text{г}}}{W_{\text{г}}}$$

количество больших и малых сопел

$$n_{\text{б}} = \frac{4 \sum f_{\text{б}}}{\pi d_{\text{б}}^2} \quad (21)$$

$$n_{\text{м}} = \frac{4 \sum f_{\text{м}}}{\pi d_{\text{м}}^2}$$

шаг установки больших и малых сопел

$$S_{\text{б}} = \frac{\pi d_{\text{н}}}{n_{\text{б}}} \quad (22)$$

$$S_{\text{м}} = \frac{\pi d_{\text{н}}}{n_{\text{м}}}$$

2.2.2 Краткая характеристика технологического оборудования

Таблица 2 – характеристика технологического оборудования

№ п/п	Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и т.д.)	Номер позиции на схеме, индекс	Количество, шт	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6	7
1	Главная горелка к КУ-1А/Б. Тип 20. LD Duiker b.v.	КУ-1А/Б	2	Футеровка.	-	Двн. = 800 мм, L = 1520мм. $t_{расч. корп} = 250^{\circ}\text{C}$, $t_{расч. фут.} = 1600^{\circ}\text{C}$, $P_{расч.} = 0,6 \text{ МПа}$ (6,0 кгс/см ²).
2	Камера сгорания. Тип Г 60БТ. По чертежу Т1084/06.00.0000.00 СБ		2	Основной материал – сталь 09Г2С-14. Аппарат изнутри футерован. Футеровка: АЛКОР-96; АЛАКС-1,4-1350А.	-	Двн. = 650 мм, L = 4930 мм. $t_{расч. мет.} = 250^{\circ}\text{C}$, $t_{расч. фут.} = 1650^{\circ}\text{C}$, $P_{расч.} = 0,6 \text{ МПа}$ (6,0 кгс/см ²). Теплонапряжение камеры сгорания 506,8 кВт/м ³ .
3	Котел-утилизатор. Тип Г60БТ. 31 1213.270.157 ВО		2	Основной конструкционный материал – сталь 09Г2С. Аппарат теплоизолируется.	-	Паропроизводительность – до 1,04 т/ч. Испарительная поверхность - 60 м ² . $t_{расч} = + 194^{\circ}\text{C}$, $P_{пара} = 1,3 \text{ МПа}$ (13,0 кгс/см ²), $P_{расч по газ тракту} = 0,6 \text{ МПа}$ (6,0 кгс/см ²). Комплектно с камерами уровнемеров.

4	<p>Конденсатор-генератор термической и I, II, III каталитических ступеней (модернизированный). Тип Г 150. 31 1213.270.158 ВО</p>	КУ-2, КУ-3	2	<p>Основной конструкционный материал – сталь 09Г2С. Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>Паропроизводительность – до 0,46 т/ч. Поверхность теплообмена общая 150 м², в том числе: I ступени – 75 м², II ступени – 75 м². $t_{расч} = +151 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{пара} = 0,4 \text{ МПа (4,0 кгс/см}^2\text{)}$ $P_{расч по газ тракту} = 0,6 \text{ МПа (6,0 кгс/см}^2\text{)}$. Комплектно с камерой уровнемера.</p>
5	<p>Электронагреватель технологического газа I, II и III каталитических ступеней. DRC 82-48+5/5,0/3,5/35k/D/L</p>	Эт-1,2,3	3	<p>Основной материал – сталь 1.4541.</p>	-	<p>$D = 356 \text{ мм}$, $L \sim 4420 \text{ мм}$. Мощность – 82,0 кВт, 380 В, $t_{расч} = 400 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{расч} = 1,13 \text{ МПа (11,3 кгс/см}^2\text{)}$. Во взрывозащищенном исполнении ExdIICT3.</p>

6	<p>Сепаратор кислого газа амина.</p> <p>Чертеж</p> <p>АВ 410.00.000 СБ</p>	С-1	1	<p>Корпус и отбойник – сталь 10Х17Н13М2Т,</p> <p>рубашка – сталь 09Г2С-8.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>Аппарат емкостной цилиндрический вертикальный.</p> <p>$D_{вн}=400\text{мм}$, $H=2380\text{мм}$, $V=0,24\text{ м}^3$.</p> <p>$t_{расч}=155\text{ }^{\circ}\text{C}$,</p> <p>$P_{расч. в корпусе}=0,6\text{ МПа}$ (6,0 кгс/см²),</p> <p>$P_{расч. в рубашке}=0,46\text{ МПа}$ (4,6 кгс/см²).</p> <p>Аппарат снабжен сетчатым каплеуловителем и паровой рубашкой.</p>
7	<p>Сепаратор кислого газа SWS.</p> <p>Чертеж</p> <p>АВ 412.00.000 СБ</p>	С-2	1	<p>Корпус, рубашка – сталь 09Г2С-8,</p> <p>внутренний отбойник – сталь 10Х17Н13М2Т.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	<p>Аппарат термообработывается.</p>	<p>Аппарат емкостной цилиндрический вертикальный.</p> <p>$D_{вн}=400\text{ мм}$, $H=2720\text{ мм}$, $V=0,23\text{ м}^3$.</p> <p>$t_{расч}=155\text{ }^{\circ}\text{C}$,</p> <p>$P_{расч. в корпусе}=0,6\text{ МПа}$ (6,0 кгс/см²),</p> <p>$P_{расч. в рубашке}=0,46\text{ МПа}$ (4,6 кгс/см²).</p> <p>Аппарат снабжен сетчатым каплеуловителем и паровой рубашкой.</p>

8	Сепаратор топливного газа. Чертеж АВ 411.00.000 СБ	С-3	1	Корпус – сталь 09Г2С-14, рубашка – сталь 09Г2С-8, внутренний отбойник – сталь 12Х18Н10Т. Аппарат теплоизолируется.	-	Аппарат емкостной цилиндрический вертикальный. $D_{\text{вн}}=400$ мм, $H=2350$ мм, $V=0,23$ м ³ . $t_{\text{расч}}=155$ °С, $P_{\text{расч. в корпусе}}=0,6$ МПа (6,0 кгс/см ²), $P_{\text{расч. в рубашке}}=0,46$ МПа (4,6 кгс/см ²). Аппарат снабжен сетчатым каплеуловителем и паровой рубашкой.
9	Горелка к печи дожига. Тип VI. LD Duiker b.v.	П-1	1	Футеровка.	-	$D_{\text{вн.}} = 1050$ мм, $L = 1630$ мм. $t_{\text{расч. корп}} = 250$ °С, $t_{\text{расч. фут}} = 1600$ °С, $P_{\text{расч.}} = 0,3$ МПа (3,0 кгс/см ²)
10	Печь дожига. Т1084-01/06.00.0000.00 СБ		1	Основной материал – сталь 09Г2С-14. Сопла – сталь 15Х25Т. Аппарат изнутри футерован. Футеровка: АЛКОР- 45; АЛКОР-96; АЛАКС-1,6-1350.	-	$D_{\text{вн.}} = 800/1130$ мм, $L = 4930$ мм. $t_{\text{расч. ст}} = 250$ °С, $t_{\text{расч. фут. к. смеш./к. окисл.}} =$ 1750/1000 °С, $P_{\text{расч.}} = 0,3$ МПа (3,0 кгс/см ²).

11	<p>Конвектор 3-х ступенчатый.</p> <p>Чертеж</p> <p>АВ 408.00.000 СБ</p>	Р-1/2/3	1	<p>Корпус – сталь 09Г2С-14.</p> <p>Решетка и сетка под катализатор – сталь 08Х18Н10Т.</p> <p>Внутренняя часть аппарата футеруется.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>$D_{\text{вн}} = 2400 \text{ мм}, L = 9350 \text{ мм}, V = 40,3 \text{ м}^3$.</p> <p>Катализатор марок CRS31 и CR3S.</p> <p>Объем катализатора марки CRS31 – для аппарата Р-1 – $2,63 \text{ м}^3$; – для аппарата Р-2 – по $3,8 \text{ м}^3$; – для аппарата Р-3 – по $3,91 \text{ м}^3$.</p> <p>Объем катализатора марки CR3S для аппарата Р-1 – $1,28 \text{ м}^3$.</p> <p>Общий объем керамических шаров – $1,11 \text{ м}^3$.</p> <p>$t_{\text{расч.корпуса}} = 300 \text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{расч.решетки}} = 450 \text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{расч.перегородки}} = 340 \text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{расч.футеровки}} = 600 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{\text{расч.}} = 0,6 \text{ МПа (} 6,0 \text{ кгс/см}^2\text{)}$.</p>
12	<p>Сероуловитель.</p> <p>Чертеж</p> <p>АМ 1328.00.000 СБ</p>	Е-1	1	<p>Корпус – сталь 09Г2С-8.</p> <p>Внутренний змеевик и отбойник – сталь 10Х17Н13М2Т.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>Аппарат емкостной цилиндрический горизонтальный.</p> <p>$D = 600 \text{ мм}, H = 2475 \text{ мм}, V = 0,57 \text{ м}^3, t_{\text{расч}} = 155 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{\text{расч.в корпусе}} = 0,6 \text{ МПа (} 6,0 \text{ кгс/см}^2\text{)}$,</p> <p>$P_{\text{расч.в рубашке}} = 0,46 \text{ МПа (} 4,6 \text{ кгс/см}^2\text{)}$. Аппарат снабжен сетчатым каплеуловителем, паровой рубашкой и наружным змеевиком.</p>

13	Серозатвор к котлам-утилизаторам КУ-1А,Б Чертеж АМ 1343.00.000 СБ	Е-4А,Б	2	Основной материал аппарата– сталь 09Г2С-14, труб – сталь 10Г2.	-	$t_{расч.} = 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{расч.пар.руб.} = 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{расч.корп.} = 0,6 \text{ МПа (6 кгс/см}^2\text{)}$, $P_{вор} = 0,3 \text{ МПа (3 кгс/см}^2\text{)}$, $P_{расч. пар. руб} = 0,46 \text{ МПа (4,6 кгс/см}^2\text{)}$.
14	Серозатвор к конденсатору-генератору КУ-2 (после термической и I каталитической ступеней) и конденсатору-генератору КУ-3 (после II и III каталитических ступеней). Чертеж АМ 1343.00.000 СБ	Е-5,6,7,8	4	Основной материал аппарата– сталь 09Г2С-14, труб – сталь 10Г2.	-	$t_{расч.} = 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{расч.пар.руб.} = 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{расч.корп.} = 0,6 \text{ МПа (6,0 кгс/см}^2\text{)}$, $P_{вор} = 0,3 \text{ МПа (3,0 кгс/см}^2\text{)}$, $P_{расч. пар. руб} = 0,46 \text{ МПа (4,6 кгс/см}^2\text{)}$.
15	Серозатвор к сероуловителю Е-1. Чертеж АМ 1343.00.000 СБ	Е-9	1	Основной материал аппарата– сталь 09Г2С-14, труб – сталь 10Г2.	-	$t_{расч.} = 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{расч.пар.руб.} = 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{расч.корп.} = 0,6 \text{ МПа (6,0 кгс/см}^2\text{)}$, $P_{вор} = 0,3 \text{ МПа (3,0 кгс/см}^2\text{)}$, $P_{расч. пар. руб} = 0,46 \text{ МПа (4,6 кгс/см}^2\text{)}$.
16	Установка деаэрационная Тип – ДА-5/2, в том числе:	Е-2	1	Теплоизолируется.	-	Производительность 5 т/ч.
17	Колонка деаэрационная ДА-5. Чертеж ДА-5 00.000 СБ	Е-2А	1	Основной материал – сталь 09Г2С-8, 12Х18Н10Т–М26.	-	$D = 500 \pm 5 \text{ мм}$, $H = 2034 \text{ мм}$, $V = 0,32 \text{ м}^3$. $t_{расч} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{расч.} = 0,2 \text{ МПа (2,0 кгс/см}^2\text{)}$.

18	Охладитель выпара ОВА-2М. Чертеж ОВА-2 00.000 СБ	Е-2Б	1	Основной материал – сталь 09Г2С-8.	-	Д = 325 мм. L = 1480 мм. Поверхность теплообмена – 2 м ² . t _{расч.в тр.} = 80 °С, t _{расч.в мжтр.} = 104 °С, P _{расч.в тр.} = 0,518 МПа (5,18 кгс/см ²), P _{расч.в мжтр.} = 0,153 МПа (1,53 кгс/см ²)
19	Устройство предохранительное к колонке ДА-5. Чертеж УПДА-5 000 СБ	Е-2В	1	Основной материал – сталь 09Г2С-8, труба – сталь 09Г2С.	-	V _{пол.} = 0,19 м ³ . t _{расч} = 150 °С, P _{расч} = 1,15 МПа (11,5 кгс/см ²).
20	Бак деаэрационный. Чертеж 06005.K07.001.00.000 СБ	Е-3	1	Основной материал 09Г2С-8, трубы – сталь В10Г2. Аппарат теплоизолируется.	-	Д _{вн} = 1000 мм, L = 6000 мм, V = 4,5 м ³ . t _{расч} = 155 °С, P _{расч корп} = 0,2/-0,1 МПа (2,0/ 1,0 кгс/см ²), Комплектно с камерами уровнемеров.
21	Воздухосборник КИП. В-20-09Г2С-УХЛ1 ТУ 26-01-1073-90 Чертеж АМ 1313.00.000 СБ	Е-10А, Е-10Б	2	Основной материал 09Г2С-8.	-	Д _{вн} = 2000 мм, Н = 6750 мм, V = 20 м ³ . Производительность 400 м ³ /мин. t _{расч} = 200 °С, P _{расч.корпуса} = 0,81 МПа (8,1 кгс/см ²). Аппарат поставляется без предохранительных клапанов.

22	<p>Подогреватель кислого газа амина.</p> <p>273ТКГ-1,6-М9/25Г-1,5-1-У</p> <p>ТУ 3612-024-00220302-02</p> <p>Чертеж</p> <p>АМ 1316.00.000 СБ</p>	Т-1	1	<p>Материал кожуха, трубных решеток, труб –</p> <p>сталь 10Х17Н13М2Т.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>Аппарат теплообменный кожухотрубчатый с температурным компенсатором на кожухе.</p> <p>Д = 273 мм, Lтруб = 1500 мм.</p> <p>поверхность теплообмена 4,9 м².</p> <p>t_{расч.тр./мжтр.} = 155 °С/155 °С,</p> <p>P_{расч.тр./мжтр.} = 1,49/1,49 МПа (14,9/14,9 кгс/см²).</p> <p>Аппарат поставляется без распределительных камер.</p>
23	<p>Подогреватель воздуха.</p> <p>325ТКГ-1,6-М17/20Г-1,5-1-У</p> <p>ТУ 3612-024-00220302-02</p> <p>Чертеж</p> <p>АВ 392.00.000 СБ</p>	Т-2А/Б	2	<p>Основной материал</p> <p>10Г2, 09Г2С.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>Аппарат теплообменный кожухотрубчатый с температурным компенсатором на кожухе.</p> <p>Д = 325 мм, Lтруб = 1500 мм, поверхность теплообмена 9,4 м².</p> <p>t_{расч.тр./мжтр.} = 155 °С/155 °С,</p> <p>P_{расч.тр./мжтр.} = 1,49/1,49 МПа (14,9/14,9 кгс/см²).</p> <p>Аппарат поставляется без распределительных камер.</p>

24	<p>Подогреватель химически очищенной воды.</p> <p>159ТКГ-1,6-М17/25Г-2-1-У</p> <p>ТУ 3612-024-00220302-02</p> <p>Чертеж</p> <p>ГГ 1561.00.000 СБ</p>	Т-3	1	<p>Основной материал – сталь 09Г2С-14, 10Г2.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>Аппарат теплообменный кожухотрубчатый с температурным компенсатором на кожухе.</p> <p>Д = 159 мм, Lтруб = 2000 мм, поверхность теплообмена 2,0 м².</p> <p>$t_{расч.тр./мжтр.} = 100 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ } ^\circ\text{C}$,</p> <p>$t_{max доп.раб.тр./мжтр.} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}/200 \text{ } ^\circ\text{C}$,</p> <p>$P_{расч.тр./мжтр.} = 1,6/1,6 \text{ МПа}$ (16,0/16,0 кгс/см²).</p>
25	<p>Холодильник отбора проб воды двухточечный.</p> <p>РД 24.031.121-91</p> <p>Чертеж 32 5266.004.011 СБ</p>	Х-1	1	<p>Основной материал – сталь 08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>Д = 133 мм, Н = 820 мм.</p>
26	<p>Холодильник продувки.</p> <p>159ТКГ-2,5-М17/25Г-1,5-1-У</p> <p>ТУ 3612-024-00220302-02</p> <p>Чертеж</p> <p>ГГ 1562.00.000 СБ</p>	Х-2	1	<p>Основной материал – сталь 09Г2С-14, 10Г2.</p> <p>Аппарат теплоизолируется.</p>	-	<p>Аппарат теплообменный кожухотрубчатый с температурным компенсатором на кожухе.</p> <p>Д = 159 мм, Lтруб = 1500 мм, поверхность теплообмена 1,5 м².</p> <p>$t_{расч.тр./мжтр.} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}/200 \text{ } ^\circ\text{C}$,</p> <p>$t_{max доп.раб.тр./мжтр.} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}/200 \text{ } ^\circ\text{C}$,</p> <p>$P_{расч.тр./мжтр.} = 2,5/2,5 \text{ МПа}$ (2,5/2,5 кгс/см²).</p>

27	Холодильник продувки. 159ТКГ-1,6-М17/25Г-1,5-1- У ТУ 3612-024-00220302-02 Чертеж ГГ 1560.00.000 СБ	Х-3	1	Основной материал – сталь 09Г2С-14, 10Г2. Аппарат теплоизолируется.	-	Аппарат теплообменный кожухотрубчатый с температурным компенсатором на кожухе. Д = 159 мм, L = 1500 мм, поверхность теплообмена 1,5 м ² . $t_{расч.тр./мжтр.} = 100 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ } ^\circ\text{C}$, $t_{\text{max доп.раб.тр./мжтр.}} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}/200$ $^\circ\text{C}$, $P_{расч.тр./мжтр.} = 1,6/1,49 \text{ МПа}$ (16,0/14,9 кгс/см ²).
28	Насос для питания котлов среднего давления. БЭН 1211/6-ДМС УХЛ 2 паспорт ЗАТ.909.193 ПС	Н-1,1Р	2	Материал корпуса проточной части – сталь 12Х18Н10Т.	-	Электронасос центробежный герметичный многоступенчатый двусторонний. Q= 2,5 м ³ /ч, напор 160 м, 7,5 кВт, 3000 об/мин, 380 В, исполнение во взрывозащите – IExdsIIBT4.
29	Насос для питания котлов низкого давления. БЭН 1130/2-МС УХЛ2 паспорт ЗАТ.909.192 ПС	Н-2,2Р	2	Материал корпуса проточной части – сталь 12Х18Н10Т.	-	Электронасос центробежный герметичный многоступенчатый односторонний. Q= 1,0 м ³ /ч, напор 60 м. 2,2 кВт, 3000 об/мин, 380 В, исполнение во взрывозащите – IExdsIIBT4.

30	<p>Насос конденсата кислого газа амина. НД4М 360/35 ЕВ-УХЛ2 Тип двигателя АИМЛ80В4 УХЛ2.</p>	Н-4	2	<p>Материал корпуса проточной части гидроблока – сталь 10Х17Н13М2Т.</p>	-	<p>Агрегат электронасосный дозировочный мембранный. Q = 360 л/ч. P_{нагн.} = 3,5 МПа (35,0 кгс/см²). С встроенным электродвигателем, 1,5 кВт, 1500 об/мин, 380 В, исполнение во взрывозащите – 2ExedIICT4.</p>
31	<p>Насос конденсата SWS газа. НД4М 360/35 КВ-УХЛ2 Тип двигателя АИМЛ80В4 УХЛ2,5.</p>	Н-5	1	<p>Материал корпуса проточной части гидроблока – сталь 12Х18Н9Т.</p>	-	<p>Агрегат электронасосный дозировочный мембранный. Q=360 л/ч, P_{нагн.}=3,5МПа(35кгс/см²) С встроенным электродвигателем, 1,5 кВт, 1500 об/мин, 380 В, исполнение во взрывозащите – 2ExedIICT4.</p>
32	<p>Компрессор. TF 170L-302.</p>	В-1,1Р	2	<p>Корпус чугунный литой.</p>	-	<p>При t = 20 °С: Q = 1980 м³/ч, P_{нагн.} = 0,07 МПа (0,70 кгс/см²), комплектно с электродвигателем 75 кВт, 2970 об/мин, 400/690 В, исполнение во взрывозащите – ExdellICT4.</p>

33	Компрессор. TF 140L-202.	В-2,2Р	2	Корпус чугунный литой.	-	При $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$: $Q = 1645 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P_{\text{нагн.}} = 0,02 \text{ МПа}$ ($0,20 \text{ кгс/см}^2$). Комплектно с электродвигателем, 15 кВт, 2925 об/мин, 400/690 В, исполнение во взрывозащите – EexdIICT3.
34	Насос для серы к сборнику Е-11. CV3171 LF1×1,1-8М.	Н-3,3Р	2	Основной материал – 316SS (1.4408).	-	Насос полупогружной, химический. $Q = 3 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 25 м (по сере). Комплектно с электродвигателем МЗРР, 5,5 кВт, 3000 об/мин, 380 В, исполнение во взрывозащите – EExdIICT4. Комплектность поставки – по опросному листу.
35	Эжектор паровой. НВЭ 74720/3,5 К УХЛ1	Эж-1А,Б	2	Основной материал – сталь 10Х17Н13М2Т. Паровой рубашки сталь 09Г2С Аппарат теплоизолируется.	-	Насос вакуумный эжекторный пароводяной. L $= 526 \text{ мм}$. $D_{\text{вх.гвс}} = 80 \text{ мм}$, $D_{\text{вых.гвс}} = 100$ мм .
36	Комплектная установка грануляции жидкой серы с узлом расфасовки и упаковки гранулированной серы.	Гр-1	1	-	-	Производительность – 5,5 т/сутки.

37	<p>Аппарат воздушного охлаждения пара.</p> <p>АВМ-Г-9-Ж-0,6-БЗ-В/4-1-1,5 УХЛ1</p> <p>ТУ 26-02-1121-96</p>	Хв-1	1	<p>Основной материал – сталь 12Х18Н10Т.</p>	-	<p>Аппарат воздушного охлаждения пара малопоточный горизонтальный.</p> <p>Общая поверхность теплообмена 105 м².</p> <p>Содним вентилятором, с одним электродвигателем АИМ-М100S4 УХЛ, 3 кВт, 380 В, 1500 об/мин. Исполнение во взрывозащите – ExdIICT4. Комплектность поставки – комплект жалюзи с ручным приводом, комплект подогревателя воздуха.</p>
38	<p>Колонка барботажная.</p> <p>АВ 421.10.000 СБ</p>	К-1	1	<p>Основной материал – сталь 08Х18Н10Т.</p>	-	<p>Ширина 810 мм, длина 3750 мм.</p> <p>$t_{расч.} = 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$,</p> <p>$P_{расч.} = 0,068 \text{ МПа (0,68 кгс/см}^2\text{)}$</p>
39	<p>Крышка к подземному сборнику жидкой серы Е-11.</p> <p>АВ 421.00.000 СБ</p> <p>В том числе:</p>		1	<p>Основной материал – сталь 08Х18Н10Т.</p> <p>Крышка теплоизолируется.</p>	-	
40	<p>Крышка приемка дегазации</p> <p>АВ 421.02.000 СБ</p>		1	<p>- с наружной стороны и паровая рубашка – сталь 09Г2С-8;</p> <p>- внутренняя сторона, обращенная к среде – сталь 08Х18Н10Т</p>	-	<p>4668 мм×2382 мм,</p> <p>$t_{расч.} = 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$,</p> <p>$P_{расч.} = \text{атм.}$</p>

41	<p>Крышка приемка хранения</p> <p>АВ 421.01.000 СБ</p> <p>АВ 421.03.000 СБ</p> <p>АВ 421.04.000 СБ</p> <p>АВ 421.05.000 СБ</p> <p>АВ 421.11.000 СБ</p>		1	<p>- с наружной стороны и паровая рубашка –</p> <p>сталь 09Г2С-8;</p> <p>- внутренняя сторона, обращенная к среде – сталь 08Х18Н10Т</p>	-	<p>4668 мм×9133 мм,</p> <p>$t_{расч.} = 155\text{ }^{\circ}\text{C}$,</p> <p>$P_{расч.} = \text{атм.}$</p>
42	<p>Газоход от печи дожига П-1</p> <p>к дымовой трубе S-25.</p> <p>Т1084-02/06.00.0000.00 СБ</p>		1	<p>Основной материал корпус</p> <p>– сталь 09Г2С-14,</p> <p>Газоход футеруется, теплоизолируется.</p>	-	<p>$D_{вн} = 1130\text{ мм}$,</p> <p>9880×3560×1830 мм.</p> <p>$t_{расч\text{ фут}} = 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$,</p> <p>$t_{расч\text{ ст}} = 300\text{ }^{\circ}\text{C}$,</p> <p>$P_{расч} = 0,3\text{ МПа.}$</p>

3 Эксплуатация и ремонт установки

3.1 Нормальная эксплуатация установки

Для обеспечения нормальной эксплуатации установки необходимо:

- четкое ведение технологического режима в соответствии с технологическим регламентом, инструкциями и распоряжениями руководства установки. Изменение параметров должно производиться плавно во избежание нарушения установившегося режима, ухудшения качества продукции, разгерметизации системы;
- бесперебойное снабжение установки энергоресурсами, реагентами проектного качества и в достаточных количествах;
- своевременное внесение корректировок в технологический режим по данным лабораторного контроля;
- строгий учет перерабатываемого сырья и вырабатываемой продукции, а также энергозатрат, расхода реагентов и вспомогательных материалов;
- перевод системы КИП и А на автоматическое регулирование параметров процесса;
- включение в работу всех предусмотренных проектом схем блокировок и сигнализации;
- строгое соблюдение норм и правил техники безопасности, пожарной и газовой безопасности;
- контроль над работой и исправным состоянием оборудования, а также своевременной остановкой и ремонтом вышедшего из строя оборудования;
- следить за соотношением подачи воздуха и смешанного кислого газа в камеру сжигания котла-утилизатора КУ-1А,Б в соответствии с нормами технологического режима;
- следить за соотношением подачи воздуха и топливного газа в печь дожига П-1 в соответствии с нормами технологического режима;
- строго следить за уровнем в котлах, не допуская аварийных положений;
- не допускать отклонения температуры технологического газа в котле-утилизаторе, электронагревателях, печи дожига от нормы;
- контролировать работу серозатворов, поддерживая серу в расплавленном состоянии, обогрев серопроводов, трубопроводов и аппаратов;
- следить за исправностью питательных насосов для котлов и турбокомпрессоров;
- проверять работу водомерных стекол котлов, исправность манометров на котлах и паровом коллекторе;
- работу предохранительных клапанов на котлах проверять периодически с подрывом и продувкой их один раз в смену;

- контролировать показания реперов и перемещение подвижных опор котлов;
- проверять работу приборов КИП и А, следить за исправностью системы ПАЗ и РСУ;
- следить за анализом питательной и котловой воды и строго соблюдать режим постоянной и периодической продувки;
- своевременно отбирать анализы сырья и товарной продукции для контроля качества получаемой элементарной серы.

3.2 Основные положения пуска и остановки производственного объекта при нормальных условиях

Подготовка к пуску. Общие положения

В подготовительный период должны быть выполнены следующие работы и мероприятия:

- закончены строительно-монтажные работы;
- произведен осмотр аппаратов и трубопроводов с целью проверки качества монтажа и соответствия их требованиям проекта;
- ревизия аппаратов и оборудования, средств КИП и А;
- оформлены паспорта на аппараты и трубопроводы;
- установка обеспечена необходимыми средствами пожаротушения, пожарной сигнализацией и телефонной связью;
- планировка и очистка территории установки от строительного мусора;
- подключение установки к межцеховым коммуникациям (факельная система, топливный газ, питательная вода, воздух, инертный газ, пар и т.д.);
- прием на установку энергоресурсов;
- очистка трубопроводов и аппаратов от окалины и грязи методом промывки, продувки;
- испытание технологических систем на плотность и прочность, дополнительное испытание на герметичность.
- ревизия и испытание вентиляционных систем на соответствие проекту;
- испытание системы заземления;
- обеспечение обслуживающего персонала индивидуальными средствами защиты;
- обкатка оборудования на нейтральных средах;
- сушка футеровок;
- загрузка катализатора и его предварительная обработка;
- обкатка оборудования на рабочих средах с включением средств КИП и А;

- проверены и опробованы все системы сигнализации, блокировок и аварийной защиты.

3.3 Осмотр оборудования и трубопроводов

При осмотре необходимо обратить внимание на соответствие проекту:

- материала изготовления;
- запорной арматуры (серийность, диаметр);
- температурных компенсаторов, опор;
- комплектности крепежных деталей;
- прокладок;
- наличие необходимых приборов КИП и А, воздушников, дренажей, заглушек;
- футеровки, изоляции, огнезащиты;
- заземления;
- выполнения общих правил техники безопасности (наличие доступа к оборудованию, переходных мостиков и прочее);
- наличие табличек и надписей на оборудовании и трубопроводах, указывающих рабочие условия, среду, направление потока и прочее.

Прием на установку воды, пара, электроэнергии, проверка знаний обслуживающего персонала и другие подготовительные работы, которые являются общими для всех технологических установок, производятся в соответствии с заводскими инструкциями.

В период подготовки, кроме этого, проводится проверка на проходимость и продувка трубопроводов и аппаратов воздухом или инертным газом.

3.4 Проверка на проходимость, продувка, испытание на прочность и плотность перед пуском

Испытание трубопроводов на прочность и плотность, дополнительное испытание на герметичность, а также продувка и промывка производится в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» ПБ 03-585-03 раздел 8.

Продувка аппаратов, трубопроводов и всех систем после окончания строительных работ проводится с целью очистки их от посторонних предметов, воды, окалина в последующие аппараты и трубопроводы.

Продувка клапанных сборок осуществляется по байпасам регулирующих клапанов, а линий, на которых стоят расходомеры, со снятыми расходомерами.

До начала промывки на приёмах насосов должны быть поставлены временные фильтры, а на напорных трубопроводах насосов, аппаратов и трубопроводов – технические манометры согласно принципиальной технологической схеме установки утилизации сероводородного газа и производства гранулированной серы.

Продувка трубопроводов должна производиться под рабочим давлением. Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 минут.

После продувки и промывки аппаратов и трубопроводов проводится испытание на прочность и плотность с обмыливанием швов, фланцевых соединений, сальников арматуры. Обнаруженные дефекты должны быть устранены.

Кроме испытания на прочность и плотность, трубопроводы кислого газа амина, кислого газа SWS, топливного газа, технологического газа, факельные трубопроводы, трубопроводы конденсата кислого газа амина, конденсата кислого газа SWS, конденсата топливного газа, серы жидкой (все самотечные линии до серозатворов и напорные), воздуха вентиляционного и все воздушники от серозатворов должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

После ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, продолжительность испытания устанавливается администрацией предприятия, но должна быть не менее 4 часов.

Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанных с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % в час.

3.5 Продувка и промывка трубопроводов

Во время промывки или продувки трубопровода арматура, установленная на спускных линиях и тупиковых участках, должна быть полностью открыта, а после окончания промывки или продувки тщательно осмотрена и очищена.

При продувках огородить место выхода воздуха из системы и выставить наблюдающего. Одновременно с продувкой основных линий продуваются все вспомогательные трубопроводы, перемычки, дренажи, линии пара, воды, система охлаждения насосов, масло система насосов, система уплотнения.

Испытание на прочность, плотность и герметичность

Перед испытанием проверяются и включаются приборы давления на всех аппаратах и насосах. Испытания на плотность проводятся в соответствии с заводской «Инструкцией».

Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами, прошедшими поверку и опломбированными. Манометры должны быть класса точности не ниже 1,5 с диаметром корпуса не менее 160 мм и шкалой на номинальное давление $4/3$ измеряемого. Один манометр устанавливается у опрессовочного агрегата после запорного вентиля, другой – в точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного агрегата.

Гидравлическое или пневматическое испытание на прочность и плотность должно производиться преимущественно в теплое время года. Для гидравлических испытаний должна применяться, как правило, вода.

Величина пробного давления на прочность должна составлять не менее:

$$1,25 \cdot P \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t} \quad (23)$$

но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см²), где:

P- расчетное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20°С;

$[\sigma]_t$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при положительной максимальной расчетной температуре.

Как правило, испытание проводится гидравлическим способом. Пневматическое испытание должно производиться воздухом или инертным газом в светлое время суток.

При заполнении трубопровода водой воздух должен быть удален полностью. Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно.

При испытаниях обстукивание трубопроводов не допускается.

Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность).

По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединений и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления производится со скоростью 5 % от пробного давления P_u в минуту, но не более 0,2 МПа (2,0 кгс/см²) в минуту с периодическим осмотром трубопровода на следующих этапах:

а) при рабочем давлении до 0,2 МПа (2,0 кгс/см²) – осмотр производится при давлении равном 0,6 от пробного давления, и при рабочем давлении;

б) при рабочем давлении выше 0,2 МПа (2,0 кгс/см²) – осмотр производится при давлении равном 0,3 и 0,6 от пробного давления, и при рабочем давлении.

Во время осмотра подъем давления не допускается. При осмотре обстукивание трубопровода, находящегося под давлением, не допускается.

Все трубопроводы групп А, Б (а), Б (б), помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов для строящихся, внутрицеховых трубопроводов.

При периодических испытаниях, а также после ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, продолжительность испытания должна быть не менее 4 часов.

Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1% за час для трубопроводов группы А и 0,2% за час для трубопроводов группы Б (а), Б (б).

Указанные нормы относятся к трубопроводам до 250 мм включительно.

Для трубопроводов, диаметром более 250 мм нормы падения давления определяются умножением приведенных величин на поправочный коэффициент, рассчитываемый по формуле:

$$K = 250/D_{вн}, \text{ где} \tag{24}$$

$D_{вн}$ – внутренний диаметр испытываемого трубопровода, мм.

Используемые среды для продувки и промывки.

Промывка осуществляется оборотной водой I системы оборотного водоснабжения.

Продувка осуществляется инертным газом и технологическим воздухом от В-1,1Р и В-2,2Р.

При проведении промывки (продувки) в зимнее время должны приниматься меры против замерзания трубопроводов.

Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1-1,5 м/с.

После промывки трубопровод должен полностью опорожняться и продуваться воздухом или инертным газом.

3.6 Пуск установки

Непосредственно перед пуском установки необходимо выполнить следующие работы:

- Проверить наличие и исправность средств пожаротушения.
- Проверить средства индивидуальной защиты и аптечку.
- Проверить рабочее состояние вентиляции.
- Проверить подключение установки к заводскому хозяйству, промышленной канализации.
- Проверить наличие на рабочем месте необходимой документации.
- Начальник установки обязан предупредить о пуске все взаимосвязанные цеха и диспетчера завода.
- Прием топливного газа производится с разрешения главного инженера и диспетчера завода. Перед этим трубопроводы топливного газа должны быть опрессованы и продуты инертным газом на свечу.
- Пуск установки производится при личном участии и под руководством начальника установки или другого инженерно-технического работника, назначенного распоряжением начальника цеха.
- Запрещается пуск аппаратов с открытыми воздушниками.

Подробно освещаются далее в соответствующих разделах специфичные операции предпускового периода:

- сушка футеровки аппаратов;
- загрузка и продувка катализатора в конверторах.

Необходимо проверить, чтобы были заглушены следующие линии:

- линия подачи газа топливного газа на установку, линия Г.1.32;
- линия подачи кислого газа амина на установку, линия ГКА.1.150;
- линия подачи кислого газа SWS на установку, линия SWS.1.50×80;
- линия подачи химически очищенной воды на установку, линия В6.1.25.

Арматура на импульсных линиях всех контрольно-измерительных приборов открыта. Сняты все временные заглушки, установленные в период подготовки установки к пуску. Сообщить диспетчеру о пуске установки и принять на установку топливный газ.

3.7 Нормальная остановка установки

Нормальная остановка производится по распоряжению руководства для ремонта и периодического осмотра оборудования, а также в других случаях, связанных с работой общезаводского хозяйства.

Нормальная остановка установки производится в следующей последовательности:

1. Провести I этап регенерации катализатора (от сульфатов) (см. ниже п. 6.4.2);
2. Перейти с автоматического регулирования расхода воздуха в котле-утилизаторе и печи дожига, регулирования расхода смешанного кислого газа в котле-утилизаторе, а также расхода топливного газа в печь дожига на дистанционное регулирование;
3. Перевести установку с работы на смешанном кислом газе на работу на топливном газе в соответствии с пунктами 6.2.3.17 и 6.2.3.18;
4. Перекрыть запорную арматуру на линии подачи кислого газа в сепаратор С-1 и на линии подачи кислого газа SWS в сепаратор С-2. Через штуцер на коллекторе смешанного кислого газа подать азот и вытеснить смешанный кислый газ в камеру сжигания котла-утилизатора, работающего на топливном газе.
5. Провести II-ой этап регенерации катализатора Клауса (очистка от серы) (см. ниже п. 6.4.2);
6. После регенерации вести подачу топливного газа в топку котла-утилизатора КУ-1А,Б с расчетом постепенного охлаждения;
7. Снижение давления водяного пара в котле-утилизаторе КУ-1А,Б и конденсаторах-генераторах КУ-2 и КУ-3 вести по $0,05 \div 0,10$ МПа в час. При прекращении выработки водяного пара прекратить его сброс в коллектор и направить его в атмосферу;
8. При снижении давления пара в котле-утилизаторе КУ-1А,Б и в конденсаторах-генераторах КУ-2 и КУ-3 до атмосферного прекратить подачу топливного газа в горелки котла-утилизатора КУ-1А,Б и печи дожига П-1;
9. Закрыть задвижки на подаче топливного газа в аппараты, продолжая продувку системы воздухом;
10. После снижения температуры в котле-утилизаторе КУ-1А,Б ниже 100 °С прекратить подпитку питательной водой, остановить питательный насос Н-1 или Н-1Р, турбокомпрессор В-1 или В-1Р. Закрыть задвижки на подаче питательной воды и воздуха в аппараты;

11. Закрыть задвижку на линии подачи пара в деаэрационный бак Е-3;
12. Остановить турбокомпрессор В-2 или В-2Р;
13. Слить воду из котлов КУ-1А,Б, КУ-2 и КУ-3 по линиям продувки в канализацию, предварительно открыв воздушники на барабанах котлов;
14. После остановки системы аппаратов, трубопроводов и газохода произвести анализ проб. При получении удовлетворительного анализа на отсутствие содержания горючих веществ система считается подготовленной для вскрытия оборудования.

Дальнейшую подготовку к ремонту установки вести согласно действующих на заводе инструкций по подготовке аппаратуры и трубопроводов к ремонту.

Кратковременная остановка

Кратковременная остановка (не более суток) может быть вызвана прекращением или снижением подачи кислого газа амина, остановкой турбокомпрессоров и питательных насосов, падением уровня в котле-утилизаторе КУ-1А,Б и включает в себя следующие операции:

- закрытие рабочих задвижек на линиях кислого газа амина;
- После наладки работы турбокомпрессоров и питательных насосов с набором уровня в котле-утилизаторе возможны следующие действия:
 - розжиг горелок на топливном газе на котле-утилизаторе для продувки системы продуктами сгорания;
 - переход с автоматической регулировки режима на дистанционное управление;

ведение процесса для поддержания во всей системе температурного режима, близкого к нормальному режиму. Соотношение топливный газ/воздух должно обеспечивать полное сгорание топлива.

3.8 Ремонт и планово-предупредительный ремонт установки

В СССР разработана и внедрена единая система планово-предупредительного ремонта и эксплуатации технологического оборудования. Типовое положение так определяет сущность системы ППР: «Совокупность организационных и технических мероприятий по техническому уходу и ремонту оборудования, проводимых по заранее составленному плану с целью обеспечения безотказной работы оборудования». Системой ППР предусмотрено определение трудовых затрат на выполнение ремонтных работ; длительности простоев при ремонте; структуры ремонтных циклов, а также характера и категории сложности ремонта, организации ремонтной базы, определение необходимого персонала

для технического обслуживания, ремонта и эксплуатации обслуживаемого оборудования; снабжение запасными частями установленного оборудования по действующим нормативам; оснащение ремонтных работ материалами, станками и приспособлениями; организация контроля качества ремонтных работ.

Планово-предупредительный ремонт оборудования установок очистки газов и вентиляции может осуществляться по различным системам, отличающимся от типовой системы ППР с разной методикой планирования ремонтных работ. Это может быть продиктовано особенностями эксплуатации оборудования установок очистки газов и вентиляции, их назначением и областью применения. Основная цель каждой разработанной методики планирования ремонтных работ состоит в создании таких условий, когда любая установка очистки газов и вентиляции проходит систематическое техническое обслуживание, а также подвергается одному из видов ремонта в точно установленные сроки. В системе ППР оборудования установок очистки газов и вентиляции техническое обслуживание, ремонт и эксплуатацию осуществляют служба главного механика или главного энергетика предприятия.

Обслуживание и ремонт установок очистки газов проводятся строго по установленному годовому плану-графику работ, который составляют для каждой установки отдельно.

Для установок очистки газов приняты следующие виды обслуживания: межремонтное техническое обслуживание и уход, периодические плановые осмотры оборудования, плановые периодические ремонты оборудования.

Работы по техническому уходу за оборудованием заключаются в проведении периодических чисток и эксплуатационных испытаниях установок. Периодические чистки проводятся ремонтными слесарями по специальному плану-графику, составленного отделом главного механика на основании опыта эксплуатации оборудования в существующих условиях. Чистку выполняют с частичным разбором отдельных узлов и, как правило, во время остановки обслуживаемого технологического оборудования.

Заключение

Проведен анализ применяемых технологических процессов, патентно-информационный обзор. Изучены основные характеристики попутного нефтяного газа на нефтеперерабатывающих предприятиях. Также проведен анализ основных факторов, влияющих на эффективность работоспособности установки. Рассмотрены режимы эксплуатации и планово-предупредительного ремонта установки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Современный справочник по нефтяным топливам и технологиям их производства. М. И. Рустамов, А. С. Гайсин, Д. Н. Мамедов/Под редакцией Т. Н. Шахтактинского Фонд «Химик».Баку, 2005. 640 с.
- 2) Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем. М.: Химия, 2002, 608 с.
- 3) Банов П.Г. Процессы переработки нефти.М.:ЦНИИТЭнефтехим, 2003, ЧЗ, 504 с
- 4) Чуракаев А.М. Переработка нефтяных газов. М.: Недра, 1983, 279 с.
- 5) Николаев В.Ю., Ляхов В.Д. Современная техника и технология производства газовой серы // Переработка газа и газового конденсата: науч.-технич. обз., М.: ВНИИЭгазпром, 1975, 60 с.
- 6) Широкова Г.С. Современные тенденции в развитии процесса Клауса. Пути решения задач по оптимизации работы установок производства серы // Материалы докладов международной конференции «Топливо и экология – 2009», М., 2009, С: 7 – 14.
- 7) Немировский М.С., Вихман А.Г., Мириманян А.А. Установка Клауса и выбросы диоксида азота // Нефтепереработка и нефтехимия, 2007, №12, С: 13 – 15.
- 8) Балыбердина И.Т. Физические методы переработки и использования газа. М.: Недра, 1988, 248 с.
- 9) Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. М.: Недра, 1998, 184 с.
- 10) Щурин Р.М., Онопко Т.В., Калинина Н.В., Плинер В.М. Производство газовой серы методом Клауса // Промышленная и санитарная очистка газов обз. информация, М.: ЦИНТИХИМНефтемаш, 1986, 37 с.
- 11) Широкова Г.С. Переработка сероводородных газов в элементарную серу // Материалы докладов международной конференции «Топливо и экология – 2008», М., 2008, С: 48 – 51.
- 12) А.Г. Касаткин «Основные процессы и аппараты химической технологии».
- 13) Очистка промышленных выбросов и утилизация отходов. Сборник научных трудов. 1985.
- 14) Глинка Н.Л. Общая химия.
- 15) Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А. «Технологические расчеты установок нефти».
- 16) Латышева Л. А. «Тенденция развития технологии очистки газа».
- 17) Коуль А.Л. «Очистка газа».
- 18) Лисанов М.В., Печеркин А.С., Сидоров В.И., Симакин В.В., Ханин Е.В. Нормативно-правовое обеспечение декларирования

промышленной безопасности опасных производственных объектов // Безопасность труда в промышленности. - 2000. - № 1. - С. 8.

19) Кловач Е.В., Сидоров В.И. Система промышленной безопасности // Безопасность труда в промышленности. - 1998. - № 8. - С. 2.

20) Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. - М.: Барс, 1999.- 732 с

21) Абросимов А.А. Экологические проблемы нефтеперерабатывающего производства. Методология комплексного подхода к решению проблемы // Нефтепереработка и нефтехимия. - 1998. - № 5. - С. 54.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

УСТАНОВКИ ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА

Отчёт о патентных исследованиях

Руководитель проекта _____ В. Г. Жуков

Исполнитель _____ Е.Д. Калмыков

Красноярск 2016

Общие данные об объекте исследования

Объектом исследования является установка очистки газа от серосодержащих соединений. Область применения устройства – очистка попутного нефтяного газа, природного газа, химические технологии, получение различных полимеров и сложных соединений в процессе очистки.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: установка, очистка газа, сероводород.

Глубина патентного поиска – 20 лет. Начало поиска: январь 1996 г., окончание поиска: июнь 2016 г.

Введение

Установки очистки газа от сероводорода – изобретения относящиеся к нефтяной, газовой и химической промышленности, в частности к установкам для мокрой очистки газов от сероводорода с получением элементарной серы, и могут быть использованы при подготовке газа к потреблению[1].

В данном отчёте представлен анализ патентов (по данным на июнь 2016 г.), описывающих установки для очистки газа.

При проведении анализа патентных документов ставились следующие задачи:

- оценка технического уровня и тенденции развития объекта исследования;
- определение патентной чистоты разработанного в рамках выполнения НИОКР установок, предназначенных для очистки газа от сероводорода.

Технический уровень и тенденции развития объекта исследования

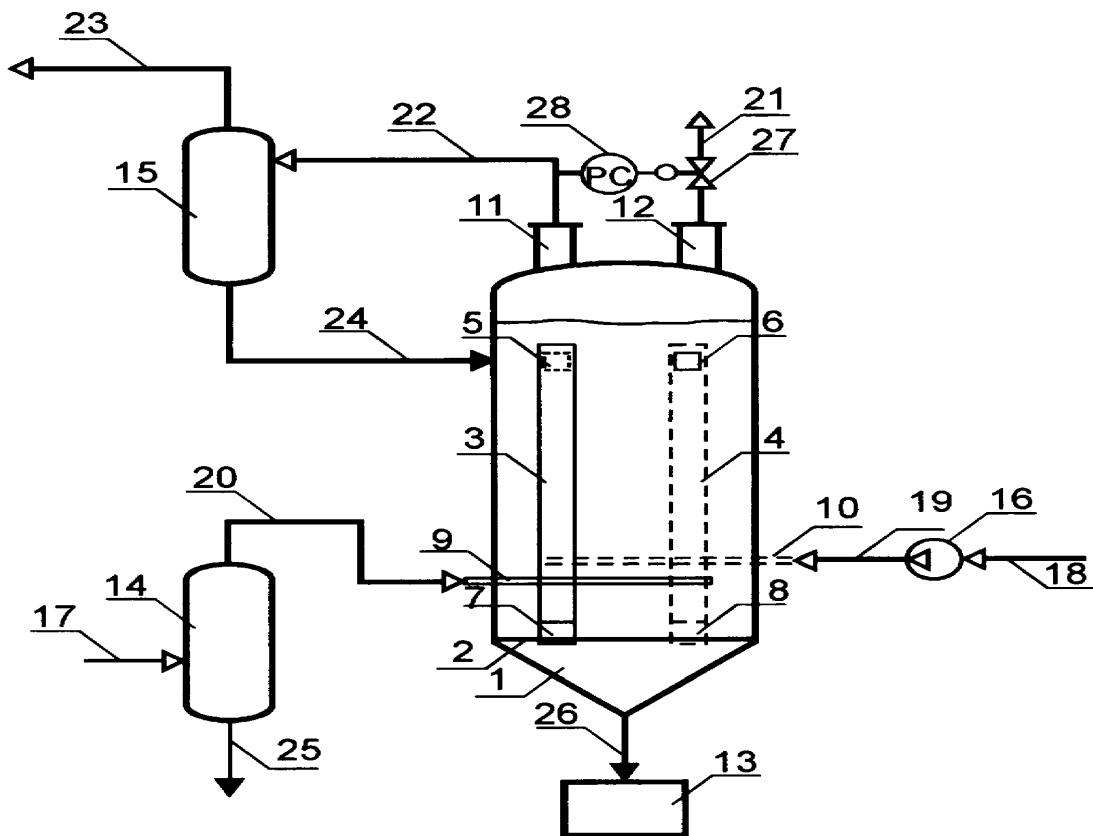
Прежде всего, хотелось бы отметить, что исполнителями данного проекта, разработаны установки очистки, позволяющие получать очищенный газ и элементарную серу с помощью абсорбции и использования различных катализаторов.

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных установок для очистки газа.

1) Известна такая установка для очистки газа от сероводорода[2]. Изобретение относится к установкам для мокрой очистки газов от сероводорода с получением элементарной серы и может быть использовано при добыче, переработке и подготовке газа к потребителю. Принципиальная конструкция установки показана на рисунке 1.

Установка для очистки газа от сероводорода содержит входной 14 и выходной 15 сепараторы, аппарат 1, выполняющий роль абсорбера и регенератора, компрессор 16, распределители газа 9 и воздуха 10, узел выделения серы 13, подводящие и отводящие трубопроводы 17-26. В аппарате установлена вертикальная перегородка 2, которая делит аппарат на зону абсорбции и зону регенерации. Нижняя часть перегородки не доходит до нижней части аппарата. Зоны абсорбции и регенерации соединены между собой перетоками 3 и 4 через входное в переток отверстие в перегородке одной зоны и выходное из перетока отверстие в другой зоне. Входные в перетоки отверстия в перегородке размещены ниже уровня абсорбента в аппарате. Выходные из перетоков отверстия размещены ниже распределителей газа и воздуха. В верхней части аппарата установлены штуцеры для отвода очищенного газа 11 и отработанного воздуха 12 соответственно из зоны абсорбции и зоны регенерации. Верхняя часть регенерационной зоны снабжена воздушным

регулирующим клапаном, соединенным с датчиком давления, установленным в верхней части абсорбционной зоны аппарата. Изобретение позволяет повысить степень очистки газа от сероводорода и кислорода.



Фиг. 1

Рисунок 1 – принципиальная конструкция установки по изобретению [2]

2) Известна установка для очистки природного или попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов[3]. Сущность изобретения: установка включает теплообменник, разделительный сепаратор, соединенный с газопроводом, и блок формирования газовых гидратов сероводорода и меркаптанов, выполненный в виде двух параллельно установленных смесителей - рабочего и резервного - природного или попутного нефтяного газа и воды. Один из входов смесителей через теплообменник и расходомер газа соединен с

источником газа, второй вход смесителей через дозирующее устройство соединен с источником воды, а выходы смесителей соединены с входом разделительного сепаратора. При этом разделительный сепаратор снабжен сетчатым фильтром, установленным наклонно к потоку смеси газа и газовых гидратов сероводорода и меркаптанов и к вертикальной оси разделительного сепаратора, нижний отвод которого соединен с емкостью-накопителем газовых гидратов сероводорода и меркаптанов, а верхний отвод соединен через клапан-регулятор с газопроводом. В рабочем смесителе температура поддерживается в диапазоне 1-25°C, а давление - 0,03-0,2 МПа. Технический результат: повышение степени очистки природного или попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов, а также снижение капитальных и эксплуатационных затрат. Принципиальная конструкция установки представлена на рисунке 2.

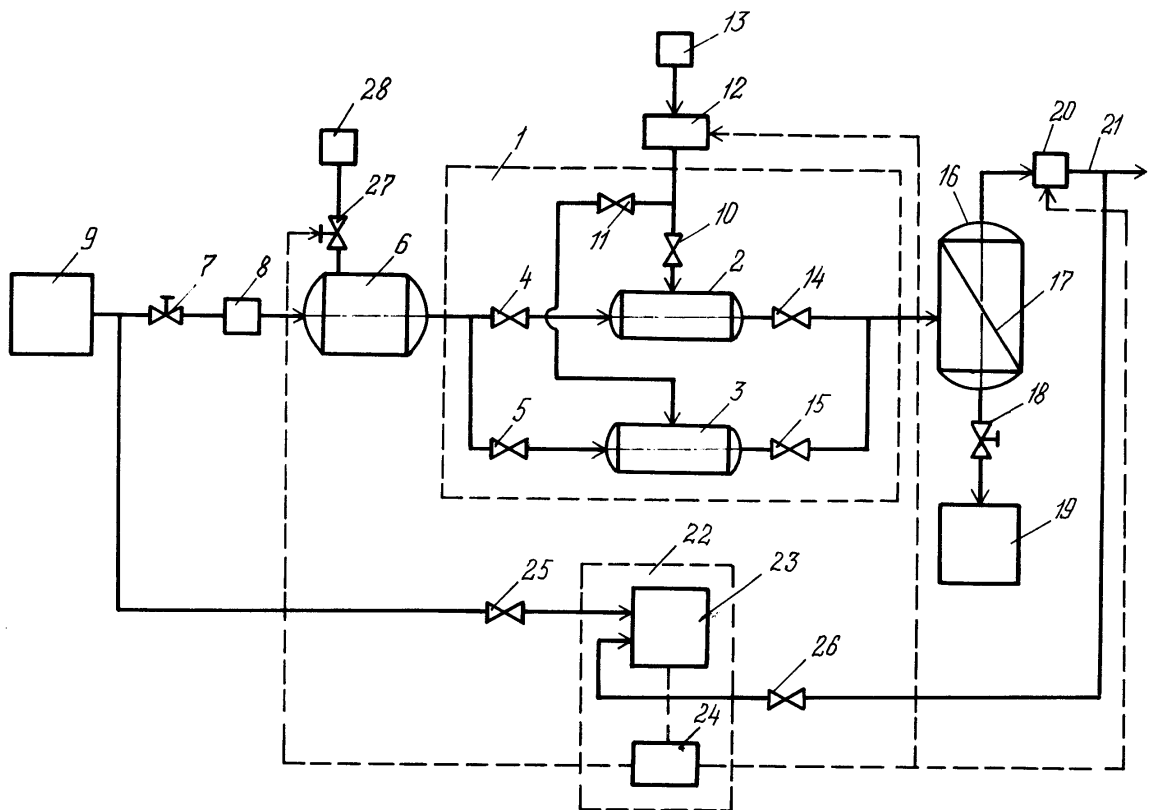


Рисунок 2 – принципиальная конструкция установки по изобретению [3]

3) Известна такая установка очистки газа от сероводорода[4]. Изобретение может быть использовано в системах нейтрализации сероводорода в резервуарных, свалочных, шахтных газах и на установках для производства биогаза в условиях, когда очищаемый газ находится при давлении, близком к атмосферному. Установка содержит емкость 1 с абсорбентом, устройство промывки газа абсорбентом, насосы для циркуляции абсорбента 9, 10, воздушный компрессор 11, устройство для выделения серы 12 и устройство управления 14. Емкость с абсорбентом 1 ограничена герметичным корпусом с патрубком выхода отработанного воздуха 2 и включает в себя устройство регенерации абсорбента 3, образованное распределителем воздуха 3' и перегородками 4 и 5. Перегородка 4 жестко соединена с верхней частью корпуса емкости 1, а перегородка 5 выполнена с зазором относительно корпуса емкости 1. Устройство промывки газа абсорбентом включает два жидкоструйных насоса-инжектора 6, две колонны промывки газа 7, оснащенные форсунками-распылителями 8 и каплеотбойниками 18. Нижняя часть колонны промывки газа 7 размещена внутри емкости с абсорбентом 1, причем концевая часть колонны промывки 7 выполнена изогнутой вертикально вверх и подведена под распределитель воздуха 3'. Технический результат - повышение эффективности очистки газа, снижение габаритов установки, стоимости ее изготовления и монтажа, снижение текущих затрат на электроэнергию и обслуживание установки. Принципиальная конструкция установки представлена на рисунке 3.

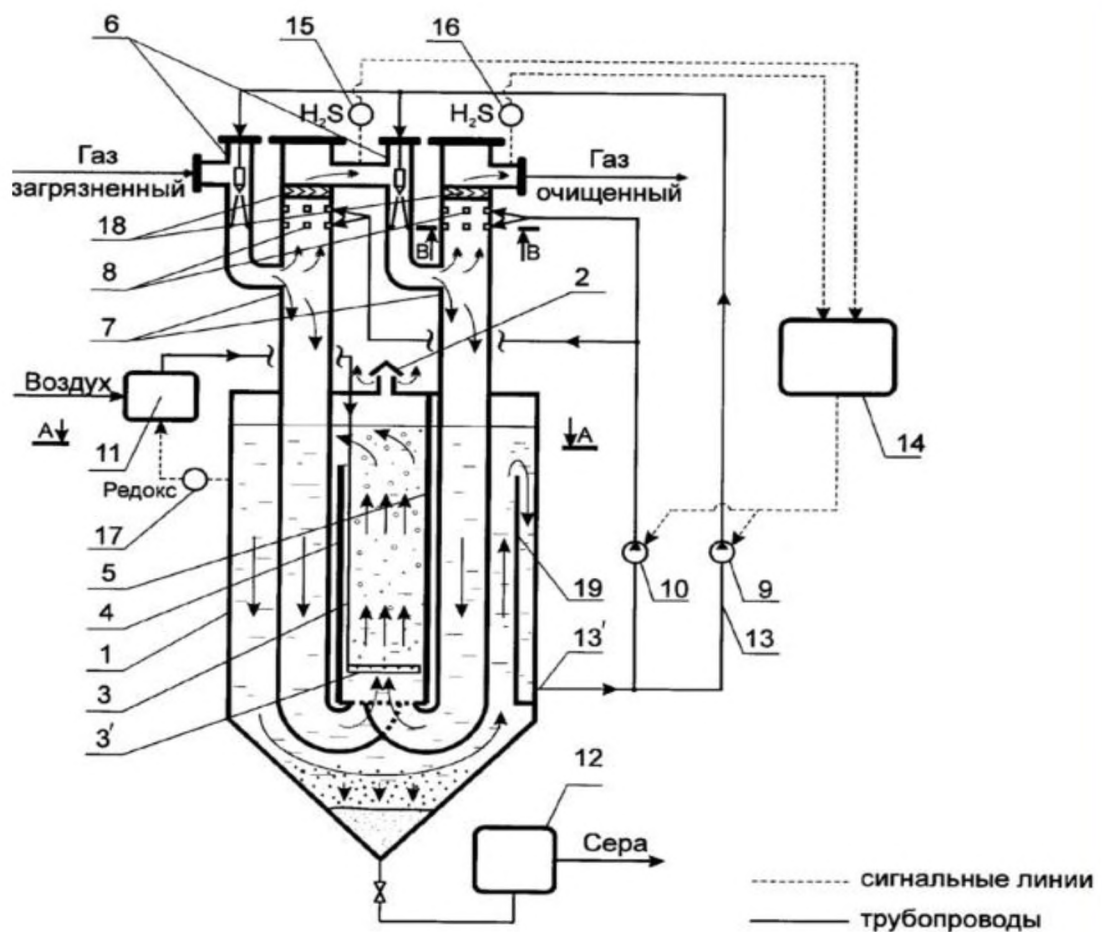


Рисунок 3 –принципиальная конструкция установки на изобретение [4]

4) Известна установка очистки газа от кислых компонентов[5]. Изобретение используется в нефтяной и газовой промышленности. Сущность изобретения: установка очистки газа от кислых компонентов включает установленный на линии сырьевого газа абсорбер и соединенный в нем абсорбер тонкой очистки газа, десорбер, соединенный с абсорбером тонкой очистки газа линиями насыщенного и регенерированного раствора, абсорбер для селективного извлечения сероводорода, дополнительный десорбер, соединенный с узлом получения серы и с абсорбером для селективного извлечения сероводорода линией регенерированного раствора, а также с абсорбером, установленным на линии сырьевого газа, линией насыщенного поглотителя. Абсорбер для селективного

извлечения сероводорода соединен с десорбером линией кислого газа, дополнительный десорбер соединен линией полурегенерированного поглотителя с абсорбером, установленным на линии сырьевого газа, а линия полурегенерированного поглотителя соединена с линией полунасыщенного раствора, выходящей из абсорбера для селективного извлечения сероводорода. Установка содержит установленный на линии сырьевого газа абсорбер 1, абсорбер тонкой очистки газа 2 и абсорбер для селективного извлечения сероводорода 3, десорбер 4 и дополнительный десорбер 5, узел получения серы 6, печь 7. Абсорбер 1 соединен с дополнительным десорбером 5 линиями насыщенного 8 и полурегенерированного поглотителя 9. Выходящая из абсорбера 3 линия полунасыщенного раствора 10 соединена с линией полурегенерированного поглотителя 9. Дополнительный десорбер 5 соединен с узлом получения серы 6 линией сероводородного концентрата 11 и с абсорбером 3 линией регенерированного раствора 12. Узел получения серы 6 соединен линией выброса 13 с печью 7. Абсорбер 2 соединен с десорбером 4 линиями насыщенного 15 и регенерированного раствора 16. Десорбер 4 соединен с абсорбером для селективного сероводорода 3 линией кислого газа 17. Выброс недоизвлеченных сернистых соединений в атмосферу производится по линиям выброса 18 и 13 через печь 7. Изобретение позволяет повысить степень превращения сероводорода в серу и снизить объем вредных выбросов в атмосферу. Принципиальная конструкция установки представлена на рисунке 4.

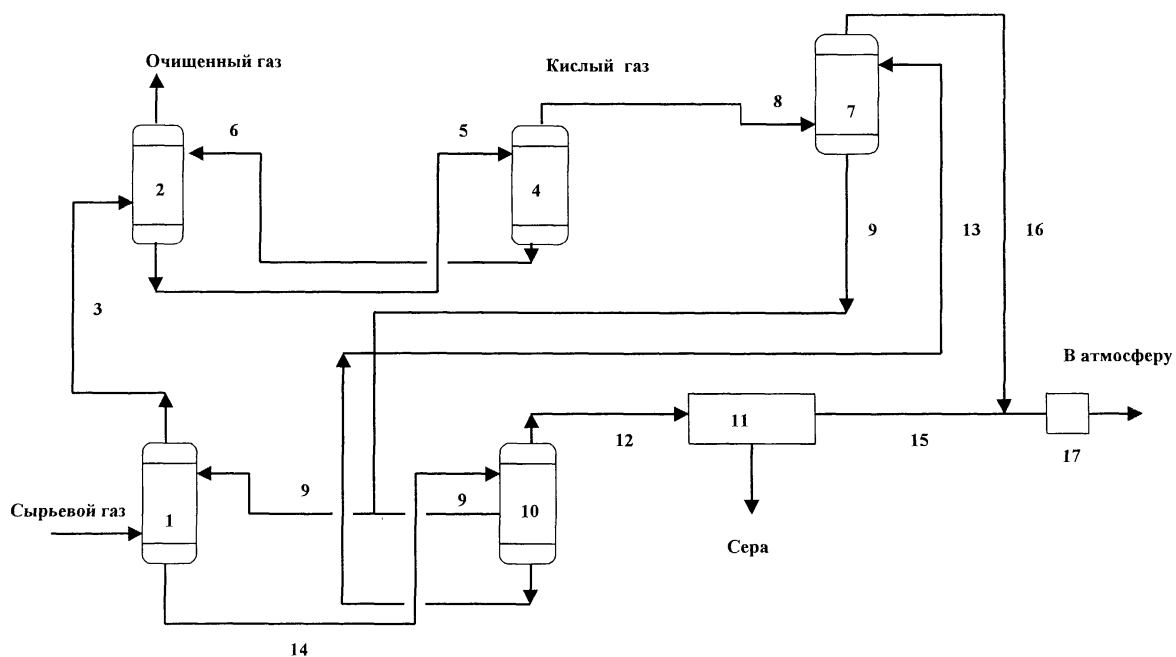


Рисунок 4 – принципиальная конструкция установки на изобретение [5]

Заключение

Таким образом, в ходе патентного исследования установлено, что среди российских изобретений за последние 20 лет можно выделить четыре установки, близких по сути к разработанной.

Список использованных источников

1. Патент РФ 2355629. Сахабутдинов Р.З., Шаталов А.Н., Гарифуллин Р.М., Мингазова А.З. Установка для очистки газа от сероводорода. Приоритет от 06.11.2007. Оpubл. 20.05.2009. По данным на 15.06.2016 – **прекратил действие.**
2. Патент РФ 2298615. Гузеев В.В., Гузеева Т.И., Князев М.А. Установка для очистки природного или попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов. Приоритет от 28.04.2008. Оpubл. 10.09.2010. По данным на 15.06.2016 – **прекратил действие.**
3. Патент РФ 2377057. Сахабутдинов Р.З., Ибатуллин Р.Р., Гарифуллин Р.М., Шаталов А.Н. Установка для очистки газа от сероводорода. Приоритет от 02.09.2008. Оpubл. 27.12.2009. По данным на 15.06.2016 – **прекратил действие.**
4. Патент РФ 2197319. Шкляр Р.Л., Кисленко Н.Н., Алексеев С.З., Стрючков В.М., Афанасьев А.И., Чуманова Е.И. Установка очистки газа от кислых компонентов. Приоритет от 18.06.1999. Оpubл. 27.01.2003. По данным на 15.06.2016 – **действует.**